Abschlussbericht Sonderanalysen Winter 2022/2023

13.09.2022

50hertz | Elia Group

amprion verbindet

TenneT

TRANSNET BW

Agenda

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Vorgehensweise und Methodik
3. Untersuchungsumfang und Eingangsparameter
4. Marktsimulationen
5. Netzanalysen
6. Fazit

Agenda

1. **Aufgabenstellung und Zielsetzung**
2. Vorgehensweise und Methodik
3. Untersuchungsumfang und Eingangsparameter
4. Marktsimulationen
5. Netzanalysen
6. Fazit

Aufgabenstellung

Die vier regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber sind vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) beauftragt worden, Sonderanalysen für den Winter 2022/23 durchzuführen. In drei unterschiedlichen Szenarien mit jeweils zunehmend kritischeren Prämissen (+, ++, +++) wurde darin die Stromversorgungssituation im Winter 2022/23 aus zwei Perspektiven untersucht: Zum einen von der **Frage** ausgehend, **ob die Stromnachfrage gedeckt ist (Leistungsbilanz)** und zum anderen von der **Frage der Netzsicherheit (Transmission Adequacy).**

Im Vergleich zur ersten Sonderanalyse* (März bis Mai 2022), in der Berechnungen mit dem Fokus auf Gaseinsparungen im Vordergrund standen, widmet sich diese zweite Sonderanalyse deutlich schärferen Annahmen: Dies insbesondere mit Blick auf nicht zu Verfügung stehender Kraftwerkskapazität in Deutschland und Europa und mit dem Ziel der Identifizierung von unterschiedlich ausgeprägten Stresssituationen für die Stromnachfrage und die Netzsicherheit. Dafür wurde im mittleren Szenario (++) eine Sensitivitätsanalyse der Auswirkungen des Streckbetriebs (Betrieb bis zum Verzehr der beladenen Brennelemente im ersten Quartal 2023) der Kernkraftwerke Emsland, Isar und Neckarwestheim durchgeführt.

Zudem wurden für die identifizierten Stresssituationen weitere grundsätzliche Handlungsempfehlungen erarbeitet.

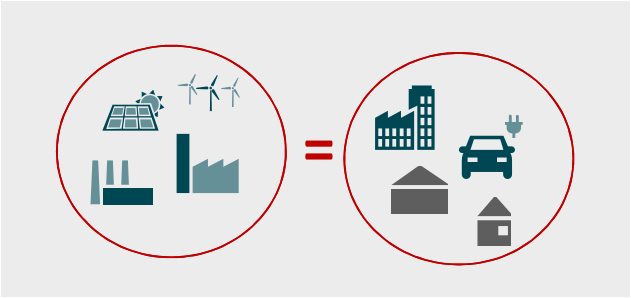
* Ergebnisse der ersten Sonderanalyse durch das BMWK hier veröffentlicht: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/sonderanalyse-zur-stromversorgung-winter-2022-23.html)

Agenda

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. **Vorgehensweise und Methodik**
3. Untersuchungsumfang und Eingangsparameter
4. Marktsimulationen
5. Netzanalysen
6. Fazit

Untersuchungsansatz Stromnachfrage (Last)

Leistungsbilanz-Betrachtung



Zielsetzung:

- Bestimmung der **bilanziellen Lastdeckung** in einem Marktgebiet
- Kann die **Nachfrage** nach elektrischer Energie **jederzeit gedeckt werden**?

Methodisches Vorgehen in der Sonderanalyse zum Winter 2022/23:

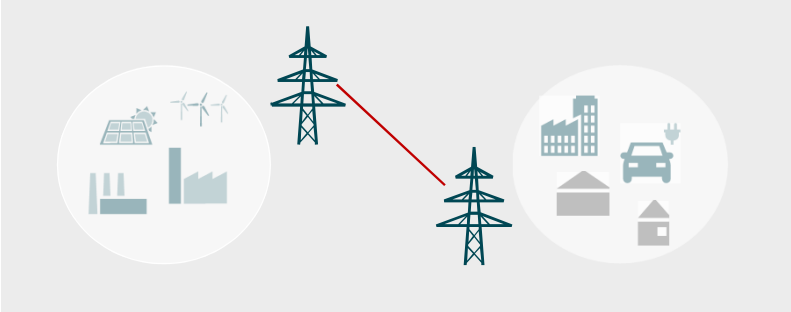
- **Leistungsbilanzbetrachtung** eines ausgewählten Jahres in stündlicher Auflösung von Last, EE-Erzeugung, Verfügbarkeiten des konventionellen, disponiblen Erzeugungsparks.
- Markt-simulative Ermittlung des Einsatzes der konventionellen, disponiblen Erzeugung in Europa.
- Einsatz der **dargebotsabhängigen EE-Erzeugung** auf Basis der stündlichen Auflösung der relevanten Wetterdaten (Wind, Solar) des historischen **Wetterjahres 2012.**
- **Lastunterdeckung** liegt in den Stunden vor, in denen die Nachfrage weder durch inländische Erzeugung noch Importe aus dem Ausland bilanziell gedeckt werden kann.
- Hinweis: Es wurde **keine Anpassung der Last an Knappheitssignale/hohe Preise** simuliert.

Aussagekraft der Ergebnisse:

- **Die berechnete Lastunterdeckung in einer Stunde des Betrachtungszeitraums ist ein deterministischer Wert, der insbesondere durch die Nichtverfügbarkeiten der Erzeugungsanlagen und die Wetterverhältnisse des Wetterjahres 2012 mit ausgeprägter Kälteperiode im Februar in dieser Stunde bestimmt wird.**
- Hinweis: Die Ableitung der Leistungsbilanzbetrachtung auf Basis nur eines Jahreslauf ist nur wenig repräsentativ. Üblicherweise wird sie durch eine probabilistische Betrachtung von Kombinationen einer Vielzahl von Wetterjahren mit einer Vielzahl von stochastischen Nichtverfügbarkeiten konventioneller Erzeugungsanlagen in stündlicher Auflösung ermittelt.

Untersuchungsansatz Netz

Netzsicherheits-Betrachtung für Deutschland



Zielsetzung:

- **Bestimmung** eines **engpassfreien, sicheren Netzzustands** im deutschen Marktgebiet
- Kann die elektrische Energie zur Erfüllung der Nachfrage jederzeit unter Wahrung der Netzsicherheit von den Erzeugungsanlagen zu den Stromverbrauchszentren transportiert werden?

Methodisches Vorgehen in der Sonderanalyse zum Winter 2022/23:

- Ermittlung der notwendigen **Eingriffe in den Markteinsatz** von Erzeugungsanlagen zur Herstellung eines sicheren Netzzustands.
- Bestimmung des zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit **erforderlichen Redispatch-Potentials** in Deutschland und Europa.
- Dimensionierung auf Basis von Netzanalysen (Lastflussberechnungen und -optimierungen) für **kritische Netzsituationen – sogenannte Grenzsituationen.**

Aussagekraft der Ergebnisse:

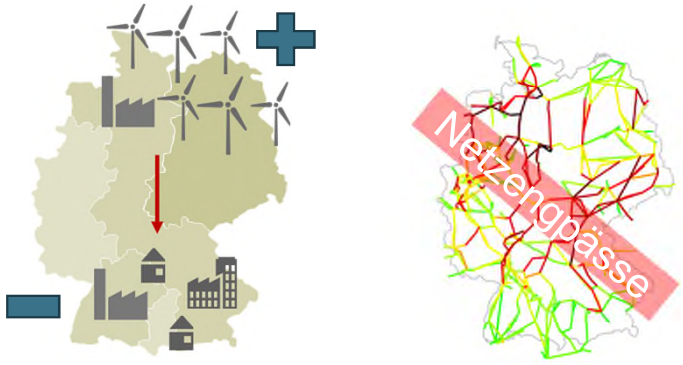
- Die Netzsicherheits-Berechnung ermittelt das für Deutschland **erforderliche Redispatch-Potenzial** in Form von **Kraftwerken der Netzreserve im Inland** und der zu sichernden **Redispatch-Potenziale im Ausland** zur Beherrschung der identifizierten kritischen Grenzsituation.
- Annahme: Die Dimensionierung des Redispatch-Potenzials zur Herstellung der Netzsicherheit in einer kritischen Grenzsituation deckt grundsätzlich auch alle anderen Netzsituationen im Betrachtungszeitraum der Analyse durch den (teilweisen) Einsatz dieses Potenzials ab.
- Hinweis: Diese Analyse stellt ein etabliertes Verfahren dar, das routinemäßig jährlich im Frühjahr in der so genannten „Bedarfsanalyse“ veröffentlicht wird.

Agenda

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Vorgehensweise und Methodik
3. **Untersuchungsumfang und Eingangsparameter**
4. Marktsimulationen
5. Netzanalysen
6. Fazit

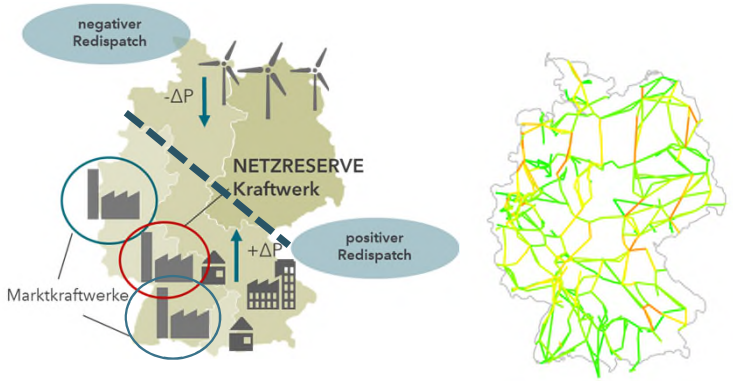
Wirkungsweise von Redispatch zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit

Ausgangssituation: Engpässe im Deutschen Netz



- **Nord-DE:** Stromerzeugungs-Überschuss (Wind / Kraftwerke), **Süd-DE:** hohe Last
  → **im Nordosten zu viel / im Südwesten zu wenig**
- Nordost/Südwest Übertragung leitungsgebunden
- Engpässe im Netz → Angespannte Netzsituation / Leitungen überlastet
- Handelsexporte verschärfen durch den Energie-Transit die nationalen Engpässe

Behebung der Engpässe durch Redispatch



- **Engpassbehebung** durch:
  - **Negativen Redispatch**
    Absenkung der Stromerzeugung (Wind / Kraftwerke) im Norden / Osten
  - **Positiven Redispatch**
    Hochfahren von Stromerzeugung im Süden / Westen durch Marktkraftwerke und Netzreservekraftwerke + zusätzliche Kraftwerke im Ausland, falls Hochfahrpotenzial in Deutschland nicht ausreichend
- Durch Energieausgleich engpassfreies Netz ohne Überlastungen

50hertz | Elia Group · amprion verbindet · TenneT · TRANSNET BW

Übersicht Analyseumfang und Eingangsparameter

Grundlage aller Sonderanalysen ist die

Bedarfsanalyse 2022 t+1 gem. § 3 Abs. 2 NetzResV

Untersuchungsansatz Last → **Gibt es ein Risiko der Lastunterdeckung aufgrund unzureichender Erzeugungskapazitäten?**

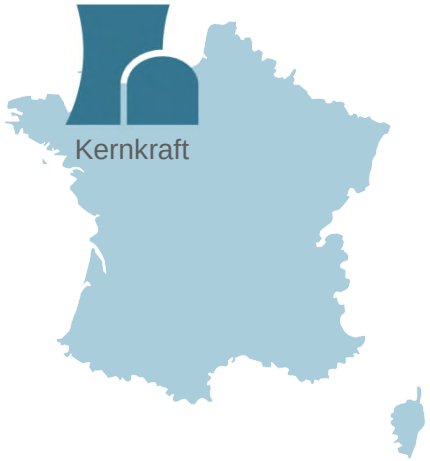
Untersuchungsansatz Netz → **Ist die Netzsicherheit gegeben?**

Untersuchungsansatz: Gasverbrauchsreduktion im Stromsektor

Geprüfte Maßnahme: Szenario (++) mit KKW -Streckbetrieb

Annahmen	Bedarfsanalyse 2022	Sonderanalyse 1	Sonderanalyse 2 Szenario (+)	Sonderanalyse 2 Szenario (++)	Sonderanalyse 2 Szenario (+++)
Max. KKW Verfügbarkeit in FR:	61 GW	51 GW	45 GW	45 GW	40 GW
Marktrückkehrer aus Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft: Verfügbarkeit	-	-	6,1 GW	5,0 GW	4,6 GW
Steinkohlekraftwerke: Leistungsreduktion aufgrund der Niedrigwassersituation	-	-	- 2 GW	- 3 GW	- 3,75 GW
Netzreserve Verfügbarkeit:	6 GW (100 %)	6 GW (100 %)	4,5 GW (75 %)	4 GW (67 %)	3 GW (50 %)
Gasverfügbarkeit Süd-DE und AT:	100 %	100 %	100 %	75 %	50 %
Lasterhöhung Heizlüfter:	-	-	1,5 GW / 2,5 TWh	1,5 GW / 2,5 TWh	2,5 GW / 5,0 TWh
Gaspreis:	68 €/MWh	200 €/MWh	300 €/MWh	300 €/MWh	300 €/MWh

Nicht-Verfügbarkeit von Kernkraftwerken in Frankreich



Szenario (+)	Szenario (++)	Szenario (+++)
- 16 GW	- 16 GW	- 21 GW

- Die Nicht-Verfügbarkeit von Kernkraftwerken in Frankreich wird in den verschiedenen Szenarien abgebildet, indem die Gesamtleistung der Kernkraftwerke von 61 GW auf max. 45 GW bzw. max. 40 GW begrenzt wird.

Marktrückkehr von Steinkohleanlagen (ÜNB Abschätzung)

Betreiber	Kraftwerk	Brennstoff	Leistung [MW]	Regime	früheste Marktrückkehr
STEAG GmbH	Kraftwerk Bergkamen A	Steinkohleanlage	717	KVBG 3. Ausschreibung	01.11.2022
Uniper Kraftwerke GmbH	Kraftwerk Scholven Block C	Steinkohleanlage	345	KVBG 3. Ausschreibung	01.11.2022
Uniper Kraftwerke GmbH	Heyden 4	Steinkohleanlage	875	Netzreserve	ab Meldung + 5 Werktage
Kraftwerk Mehrum GmbH	KW Mehrum 3	Steinkohleanlage	690	Netzreserve	28.07.2022
Uniper Kraftwerke GmbH	Staudinger 5	Steinkohleanlage	510	KVBG 4. Ausschreibung	22.05.2023
Onyx Kraftwerk Farge GmbH	Onyx Steinkohlekraftwerk Farge	Steinkohleanlage	350	KVBG 3. Ausschreibung	01.11.2022
Evonik Operations GmbH	Kraftwerk I	Steinkohleanlage	225	KVBG 3. Ausschreibung	01.11.2022
		SUMME	**3712**		

- Das Portfolio der Steinkohleanlagen, für die eine Marktrückkehr unterstellt wurde, basiert auf Abfragen der ÜNB bei den jeweiligen Kraftwerksbetreibern.
- Für die Steinkohleanlagen besteht keine gesetzliche Verpflichtung zur Marktrückkehr.
- Die Annahmen zur Nicht-Verfügbarkeit wurden auf Grundlage von historischen Beobachtungen getroffen.

Annahmen zur Nicht-Verfügbarkeit unter den Marktrückkehrern von Steinkohleanlagen

Szenario (+)	**- 0,0 GW**	Szenario (++)	**- 0,8 GW**	Szenario (+++)	**- 1,2 GW**

Marktrückkehr von Braunkohleanlagen (ÜNB Abschätzung)

Betreiber	Kraftwerk	Brennstoff	Leistung [MW]	Regime	früheste Marktrückkehr
LEAG	Jänschwalde E	Braunkohle	465	Sicherheitsbereitschaft	01.10.2022
LEAG	Jänschwalde F	Braunkohle	465	Sicherheitsbereitschaft	01.10.2022
RWE Power AG	Niederaußem E	Braunkohle	295	Sicherheitsbereitschaft	11.10.2022
RWE Power AG	Niederaußem F	Braunkohle	299	Sicherheitsbereitschaft	11.10.2022
RWE Power AG	Neurath C	Braunkohle	292	Sicherheitsbereitschaft	11.10.2022
RWE Power AG	Neurath E	Braunkohle	604	KVBG Anhang 2	01.01.2023
RWE Power AG	Neurath D	Braunkohle	607	KVBG Anhang 2	01.01.2023
		SUMME:	**3027**		

- Das Portfolio der Braunkohleanlagen, für die eine Marktrückkehr unterstellt wurde, basiert auf Abfragen der ÜNB bei den jeweiligen Kraftwerksbetreibern.
- Die Marktrückkehr ist ggf. möglich nach EU-beihilferechtlicher Genehmigung und Freigabe der Bundesregierung
- Die Annahmen zur Nicht-Verfügbarkeit wurden getroffen, da große Unsicherheiten z.B. in Bezug auf Genehmigungen, technische Restriktionen, Personal bestehen. Zudem kann aufgrund des technischen Zustands davon ausgegangen werden, dass geringere Verfügbarkeiten zu erwarten sind.

Annahmen zur Nicht-Verfügbarkeit unter den Marktrückkehrern von Braunkohleanlagen

Szenario (+)	- 0,6 GW	Szenario (++)	- 0,9 GW	Szenario (+++)	- 0,9 GW

Kernkraftwerks-Sensitivität: Untersuchung zum Streckbetrieb

» **Auf Basis des Szenarios (++) wurde eine Kernkraftwerks-Sensitivität durchgeführt, die die Auswirkungen des Streckbetriebs untersucht.**
» **Hierzu wurden die Verfügbarkeiten der Kernkraftwerke im Streckbetrieb wie folgt angenommen:**

Verfügbarkeiten der Kernkraftwerke im Streckbetrieb

KKW Emsland		KKW GKN II		KKW Isar 2	
10/2022	1310 MW	10/2022	90%	10/2022	100%
11/2022	1310 MW	11/2022	80%	11/2022	100%
12/2022	1115 MW	12/2022	70%	12/2022	100%
01/2023	920 MW	01/2023	810 MW*	01/2023	90%
02/2023	820 MW*	02/2023	810 MW	02/2023	80%
03/2023	740 MW	03/2023	810 MW	03/2023	70%

*Die ersten 10 Tage des Februar: Stillstand zum Rekonfigurieren der Brennstäbe. Rest Februar 820 MW

**ab Beginn der KW02

» **Die Informationen zu den KKW-Verfügbarkeiten basieren auf direktem Austausch des BMWK mit den jeweiligen Kraftwerksbetreibern.**

Berücksichtigung des Streckbetriebs im Jahreslauf und in der Grenzsituation des Szenarios (++)

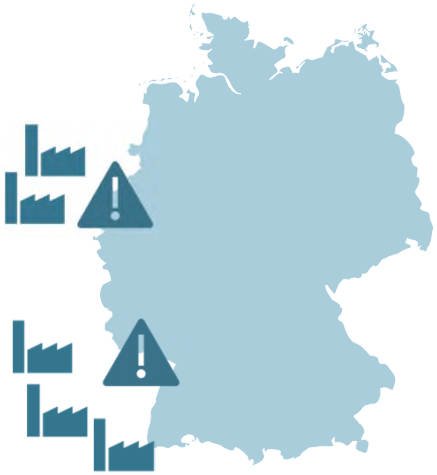
Jahreslauf	Grenzsituation
→ **Streckbetrieb**	→ **Streckbetrieb**
• Berücksichtigung der KKW-Verfügbarkeiten im Jahreslauf entsprechend der monatsscharfen Informationen des BMWK für den Zeitraum 10/2022-03/2023	• Berücksichtigung der KKW-Verfügbarkeiten in der Grenzsituation durch Berücksichtigung der KKW-Verfügbarkeitsangaben für den Monat 01/2023.

Niedrigwasser führt zu eingeschränkter Verfügbarkeit von Steinkohlekraftwerken

Szenario (+)	Szenario (++)	Szenario (+++)
- 2 GW	- 3 GW	- 3,75 GW

- Die Nicht-Verfügbarkeit von Steinkohlekraftwerken aufgrund der Niedrigwasser-Situation wird in den verschiedenen Szenarien abgebildet, indem die Leistung der betroffenen Kraftwerke (installierte Leistung 11,9 GW) reduziert wird.
- Die Niedrigwassersituation in Rhein und Neckar sowie Engpässe im Schienennetz schränken die Erzeugung aus Steinkohle ein.
- In vergleichbaren Situationen in der Vergangenheit hielt Niedrigwasser teils über weite Strecken des Winters an. Die aktuelle Situation ist zudem deutlich kritischer als die historisch schlimmste Niedrigwassersituation im Jahr 2018.

Nicht-Verfügbarkeit von Netzreservekraftwerken in Deutschland



Szenario (+)	Szenario (++)	Szenario (+++)
- 1,5 GW	- 2 GW	- 3 GW

- Die Annahmen zur Nicht-Verfügbarkeit wurden getroffen, da nach Information der ÜNB eine reelle Wahrscheinlichkeit für den Ausfall von Netzreservekraftwerken besteht, z.B. aufgrund des technischen Zustands. Es kann davon ausgegangen werden, dass geringere Verfügbarkeiten zu erwarten sind.
- Im Szenario (+) wird die Verfügbarkeit der Gesamtleistung der Netzreservekraftwerke von 6 GW um 25%, im Szenario (++) um 33% und im Szenario (+++) um 50% reduziert.

Eingeschränkte Verfügbarkeit von Steinkohlekraftwerken: Keine Exporte aus Polen im gesamten Winter

Szenario (+)	Szenario (++)	Szenario (+++)
Handelssaldo PL ≤ 0	Handelssaldo PL ≤ 0	Handelssaldo PL ≤ 0

- Polen hat gegenüber ENTSO-E Schwierigkeiten bei der Versorgung mit Steinkohle gemeldet, aufgrund begrenzter Transportmöglichkeiten und Einschränkungen beim Abbau und Import. Hinzu kommen geringe Steinkohlevorräte.
- Die Situation wird sich im Herbst/Winter 2022/2023 weiter verschlechtern, sodass nach entsprechender Meldung von Polen keine Möglichkeit besteht, Exportkapazitäten dem Markt zur Verfügung zu stellen.

Zusätzliche Nicht-Verfügbarkeit von Gaskraftwerken in Süddeutschland und Österreich

Szenario (+)	Szenario (++)	Szenario (+++)
0 GW	- 2,2 GW	- 4,4 GW

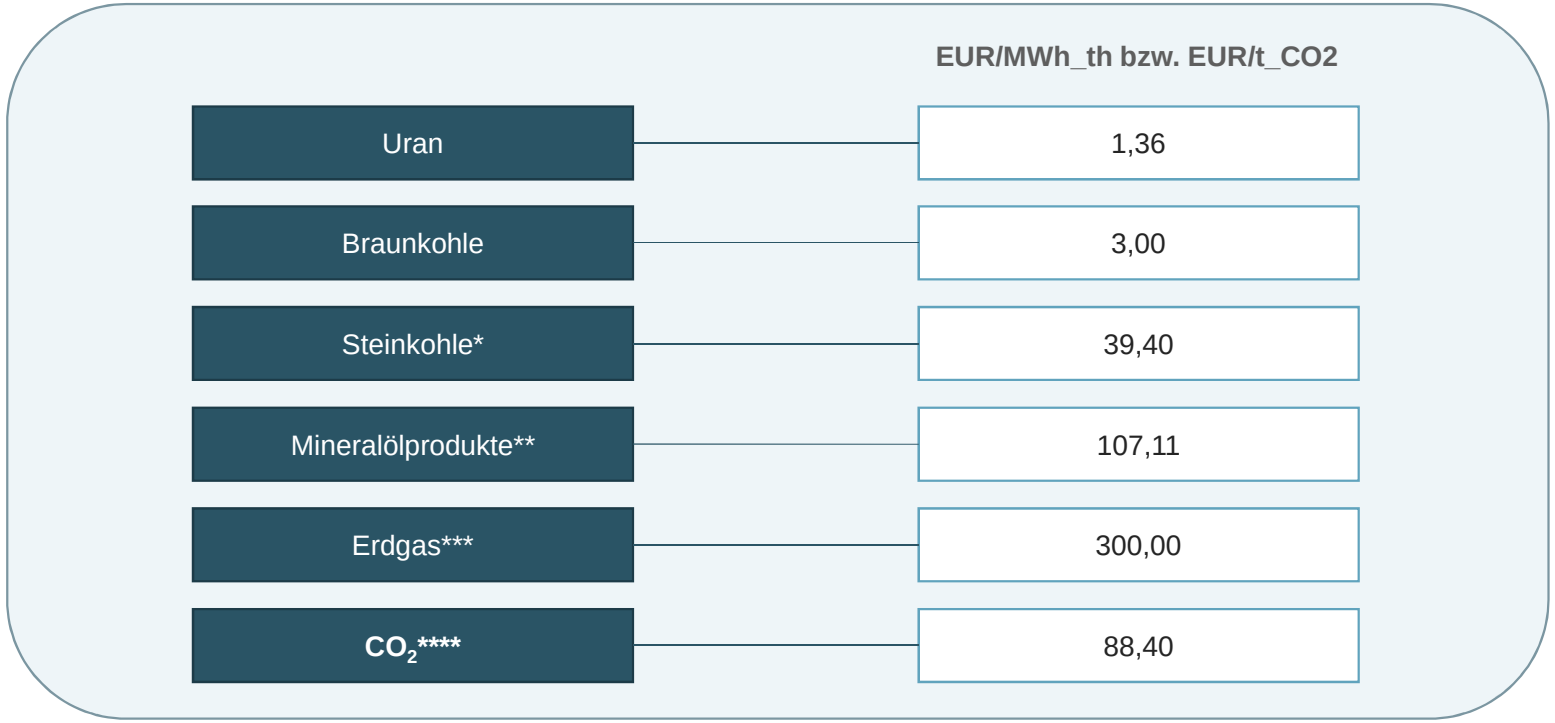
- Zur Berücksichtigung der eingeschränkten Gasverfügbarkeit werden ausgehend von 4,8 GW installierter Leistung in Süd-Deutschland (Bayern, Baden-Württemberg) und 4 GW in Österreich im Szenario (++) je 25% und im Szenario (+++) je 50% der nach den stochastischen Ausfallziehungen verbliebenen Gaskraftwerksleistung in Süd-Deutschland und Österreich als nicht verfügbar angenommen.

Lasterhöhung aufgrund des Einsatzes von Heizlüftern

Szenario (+)	Szenario (++)	Szenario (+++)
+ 1,5 GW/2,5 TWh	+ 1,5 GW/2,5 TWh	+ 2,5 GW/5,0 TWh

- Zur Berücksichtigung des vermehrten Einsatzes durch Zuheizen mit Heizlüftern zur Einsparung von Erdgas (speziell in Privathaushalten) wird eine erhöhte temperatursensitive Stromnachfrage von 2,5 TWh im Szenario (+) und dem Szenario (++) sowie 5,0 TWh im Szenario (+++) angenommen. Die angesetzte Leistung je Heizlüfter beträgt 1,5 kW x 1 Mio. Privathaushalte (von 40 Mio.) = 1,5 GW bzw. im Szenario (+++) Heizlüfter mit 2,5 kW x 1 Mio. Privathaushalte = 2,5 GW

CO_2- und Brennstoffpreise



* Kohle-API#2, Mittelwert der Quartals-Futures Q4/22-Q3/23 (Stand: 10.08.2022)
** Rheinschiene HEL, Mittelwert der Monatspreise 10/22-09/23 (Stand: 15.08.2022)
*** Vorgabe BMWK
**** European Carbon Futures 2023 (Stand: 10.08.2022)

Agenda

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Vorgehensweise und Methodik
3. Untersuchungsumfang und Eingangsparameter
4. **Marktsimulationen**
5. Netzanalysen
6. Fazit

Agenda

4. Marktsimulationen

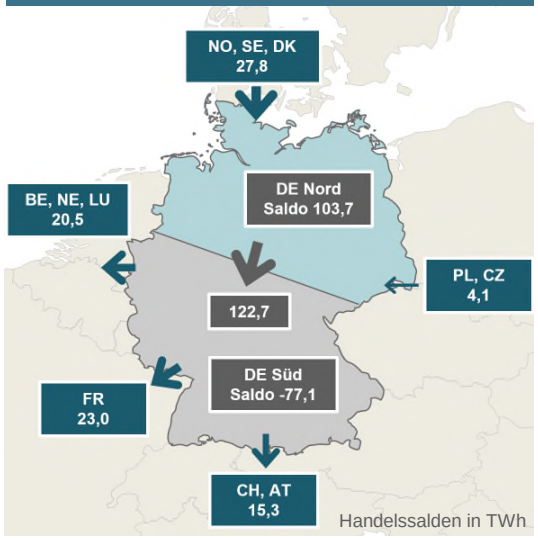
4.1 Jahresläufe

4.2 Grenzsituationen

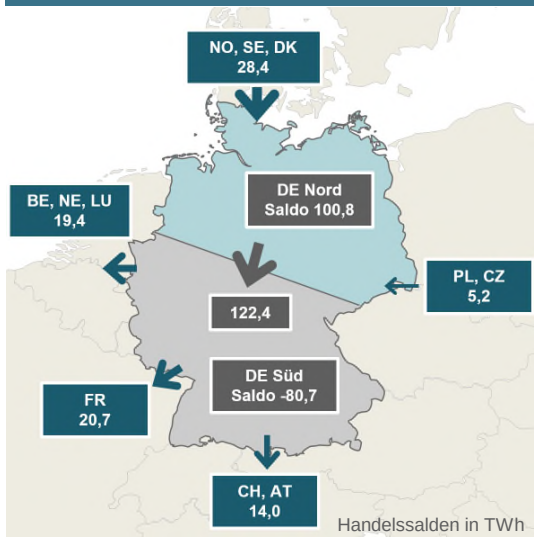
Handelssituation in Deutschland

Hoher Transit in Deutschland

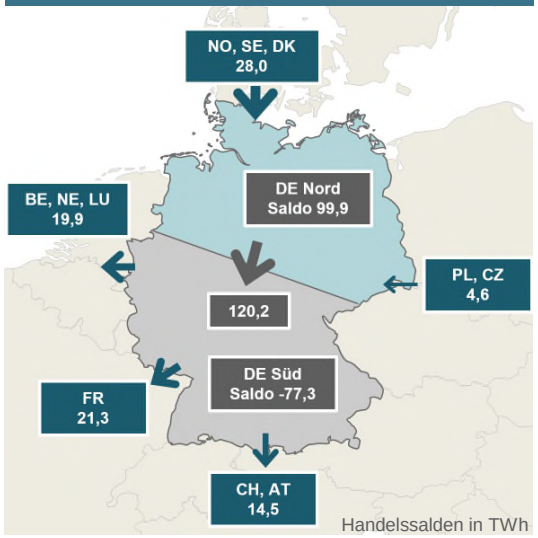
Szenario (+)



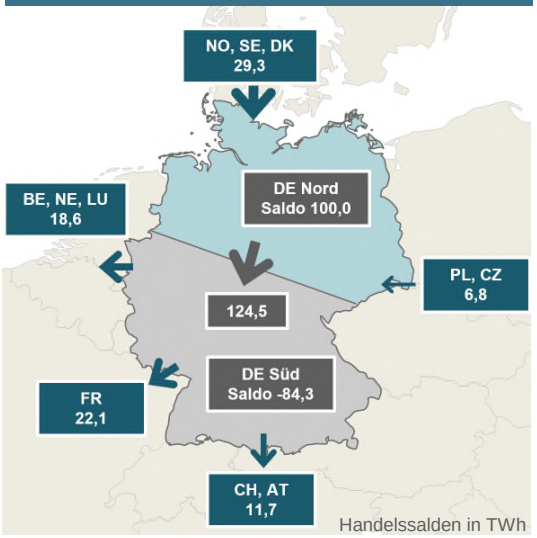
Szenario (++)



Szenario KKW (++)



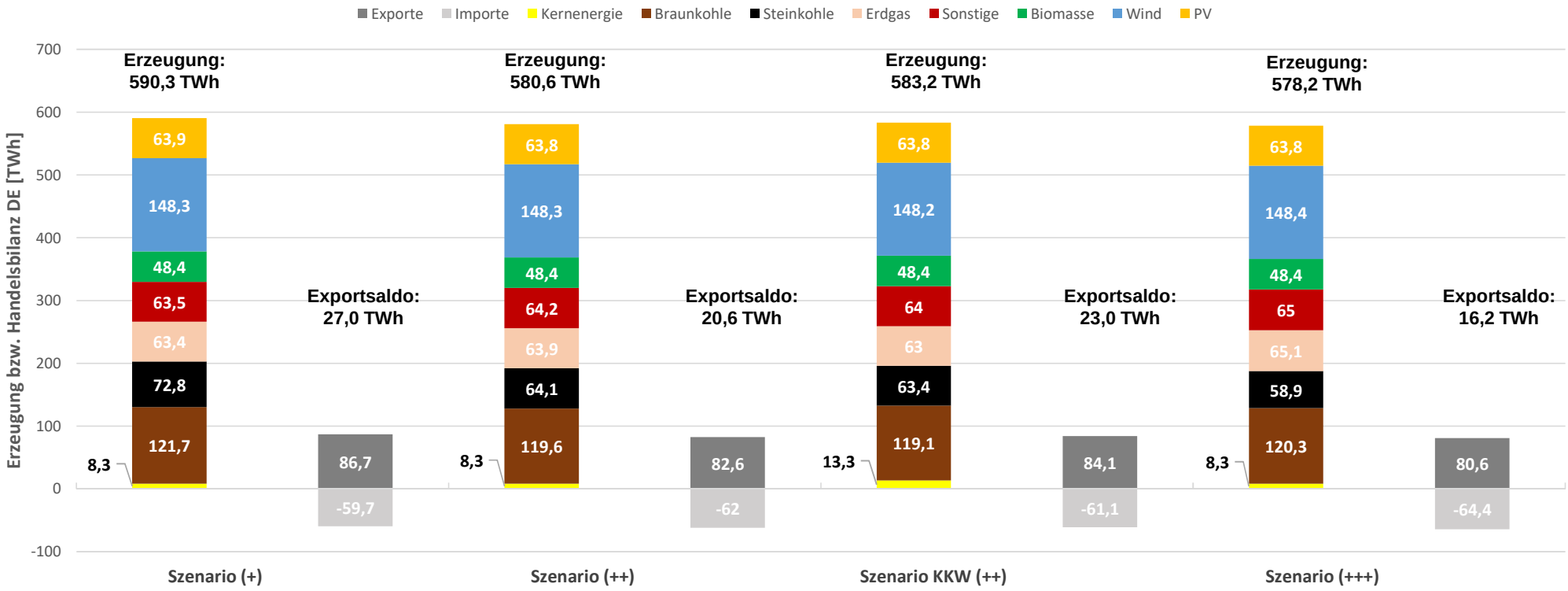
Szenario (+++)



- **Hoher Transit** in Deutschland durch **Exporte nach Süd- und Westeuropa**, besonders nach Frankreich und gleichzeitig **Importe aus Nord- und Osteuropa**
- **Szenario (+) → (++) → (+++):** Sinkende Erzeugung in Deutschland durch sinkende thermische Verfügbarkeit, besonders im Süden → **Importbedarf des Südens steigt**
- **Szenario (++) → KKW (++):** Stromerzeugung durch **KKW-Streckbetrieb** im Süden ersetzt u.a. Stromerzeugung im Norden → **sinkende Nord-Süd-Transportaufgabe**

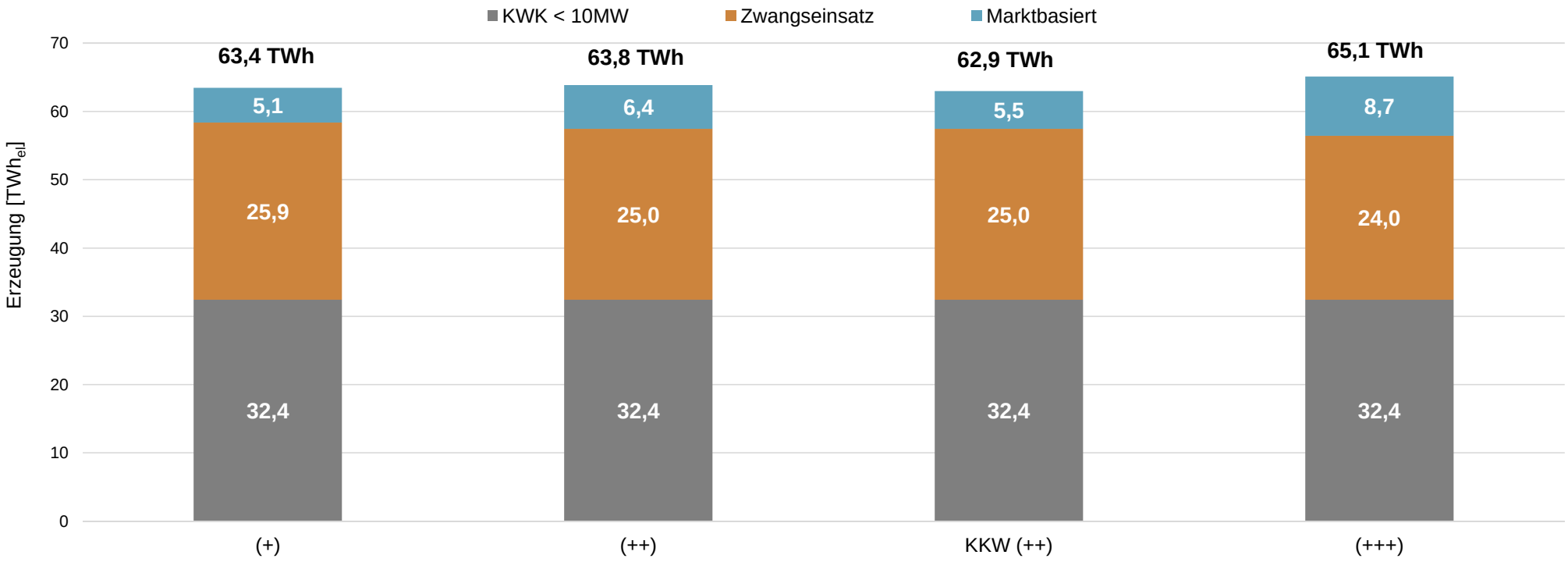
Stromerzeugungsmix in Deutschland

Zunehmend eingeschränkte Kohleverstromung wird durch Importe und Erdgasverstromung kompensiert



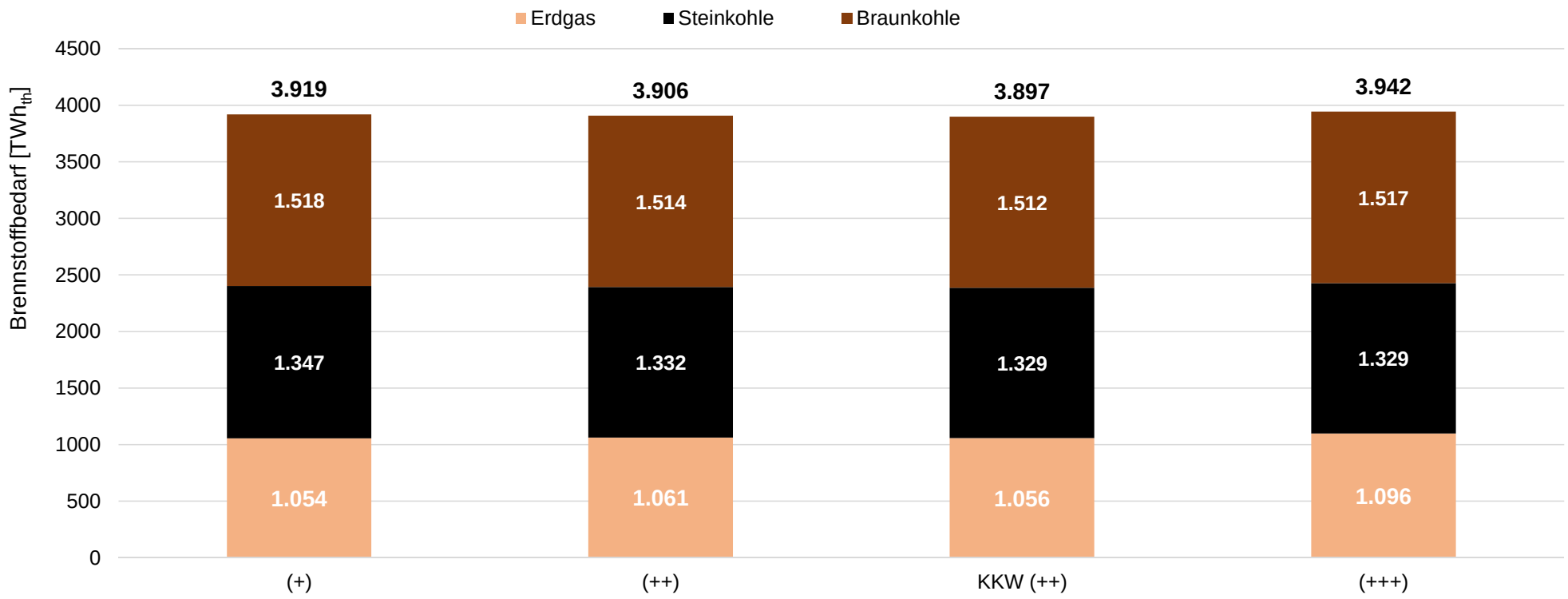
Erdgasverstromung in Deutschland

Stromerzeugung aus Erdgas steigt trotz sinkender Verfügbarkeit



Brennstoffbedarf in Europa

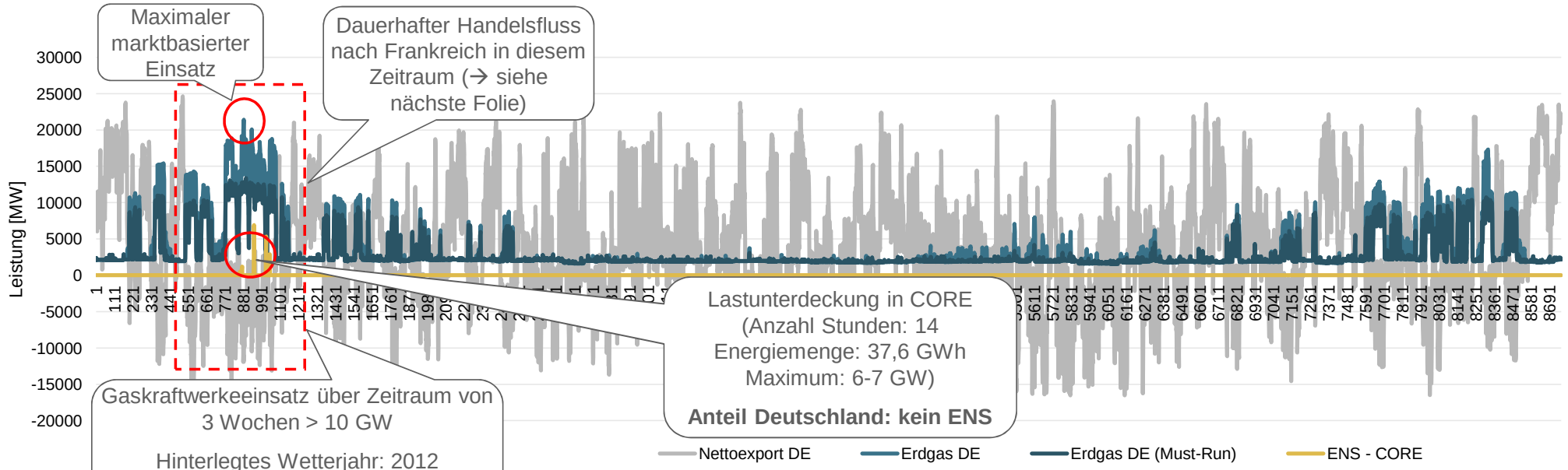
Brennstoffbedarf im Stromsektor für ganz Europa ändert sich nur geringfügig



Einsatz von Erdgaskraftwerken im Jahreslauf

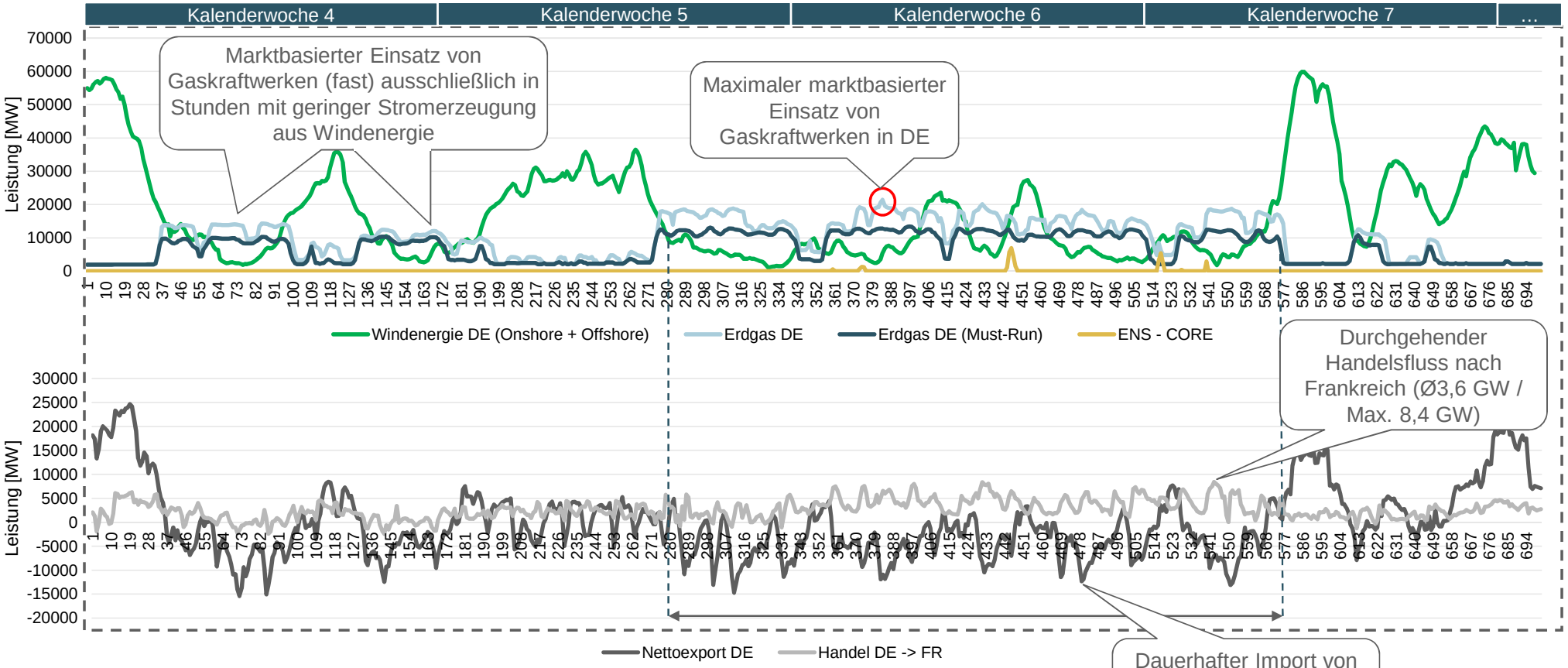
Szenario (+)

- Marktbasierter Einsatz von Gaskraftwerken im Winter von >**10 GW in 745 Stunden (17,0% der Stunden im Winterhalbjahr)**
- Maximaler Einsatz von Gaskraftwerken trotz hoher Gaspreise bei **21,4 GW** (bei 5,3 GW Windenergie & 11,9 GW Nettoimport)
- **Marktbasierter Einsatz von Gaskraftwerken** primär in Situation mit hoher Residuallast: **Import-Situationen und geringe Wind-Einspeisung** → Ø10,6 GW Erzeugung aus Windenergie (Onshore + Offshore) und Ø5,4 GW Importe im Saldo



Einsatz von Erdgaskraftwerken im Jahreslauf

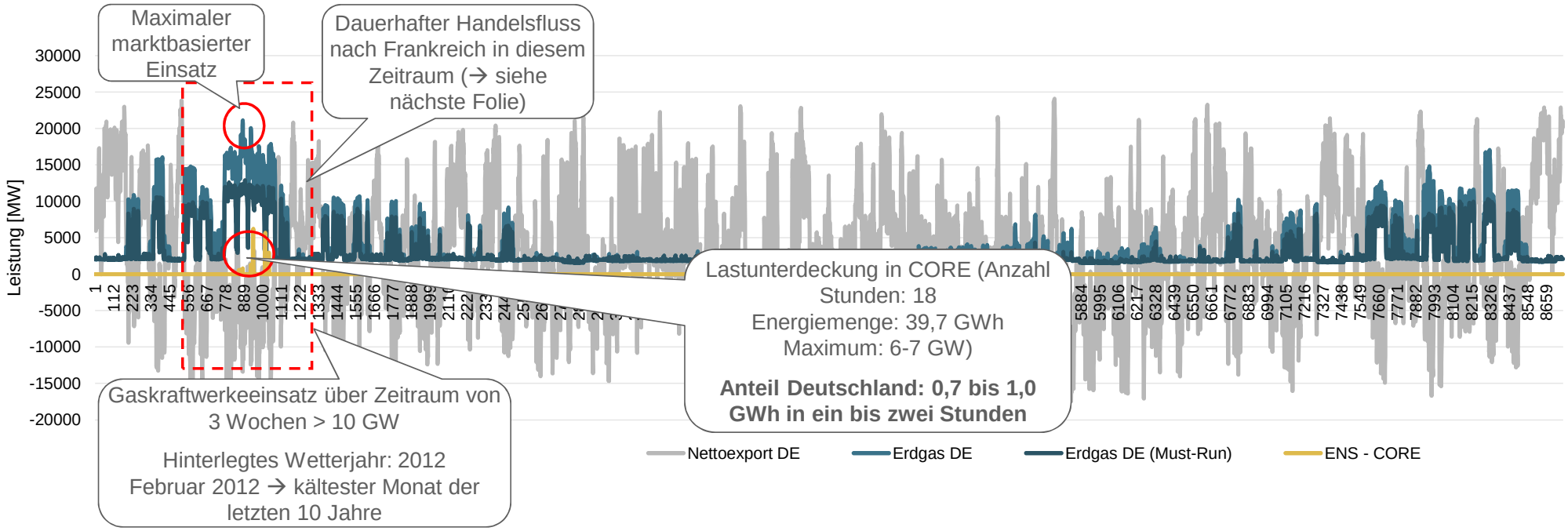
Zoom Februar Szenario (+)



Einsatz von Erdgaskraftwerken in den Wintermonaten

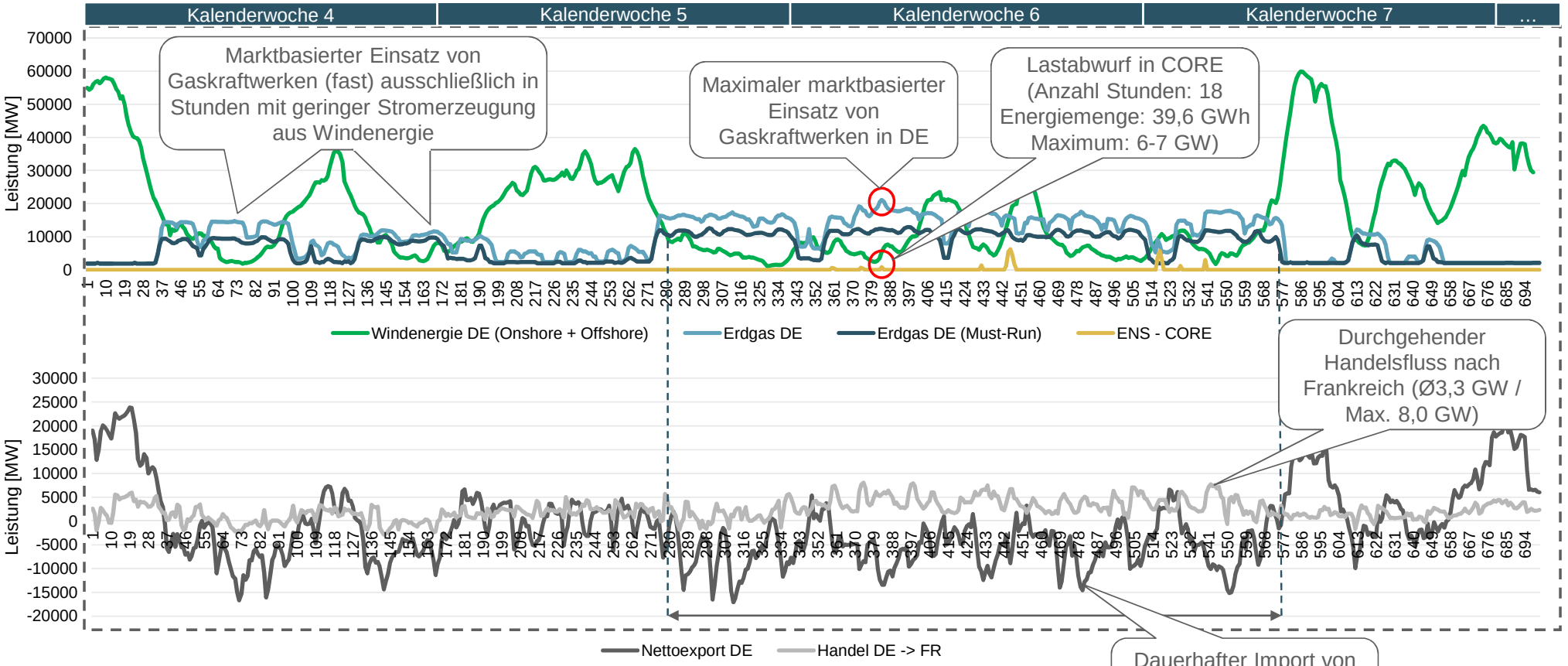
Szenario (++) im Jahreslauf

- Marktbasierter Einsatz von Gaskraftwerken im Winter von >**10 GW in 744 Stunden (17,0% der Stunden im Winterhalbjahr)**
- Einsatz (max. 21,1 GW) primär in **Importsituation mit hoher Residuallast** (geringe Windeinspeisung)



Einsatz von Erdgaskraftwerken im Jahreslauf

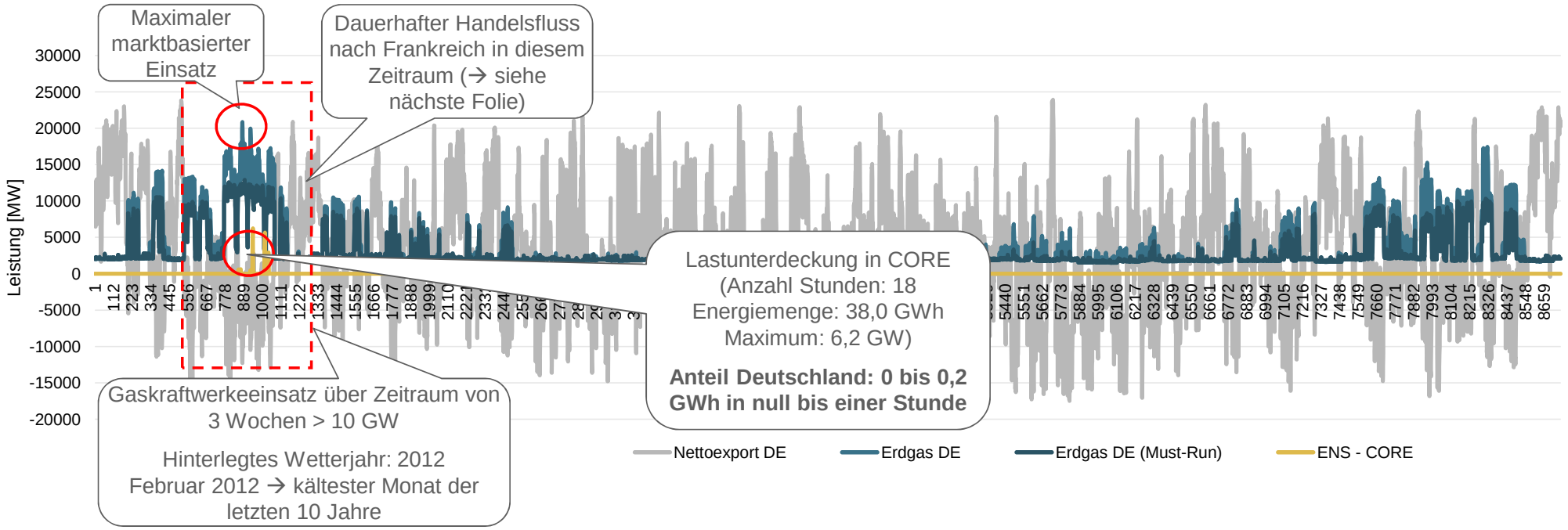
Zoom Februar Szenario (++)



Einsatz von Erdgaskraftwerken in den Wintermonaten

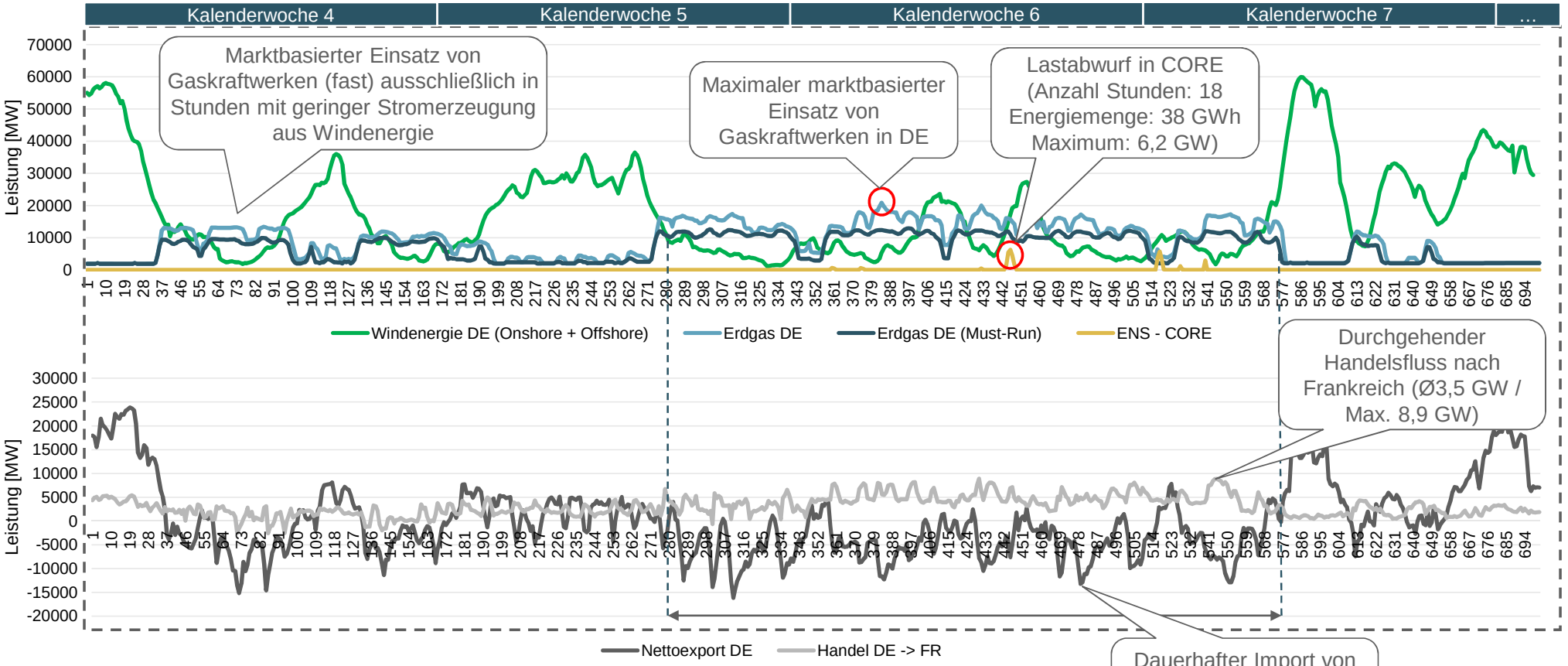
Szenario KKW (++) im Jahreslauf

- Marktbasierter Einsatz von Gaskraftwerken im Winter von >**10 GW in 714 Stunden (16,3% der Stunden im Winterhalbjahr)**
- Einsatz (20,9 GW) primär in Importsituation mit hoher Residuallast (geringe Windeinspeisung)



Einsatz von Erdgaskraftwerken im Jahreslauf

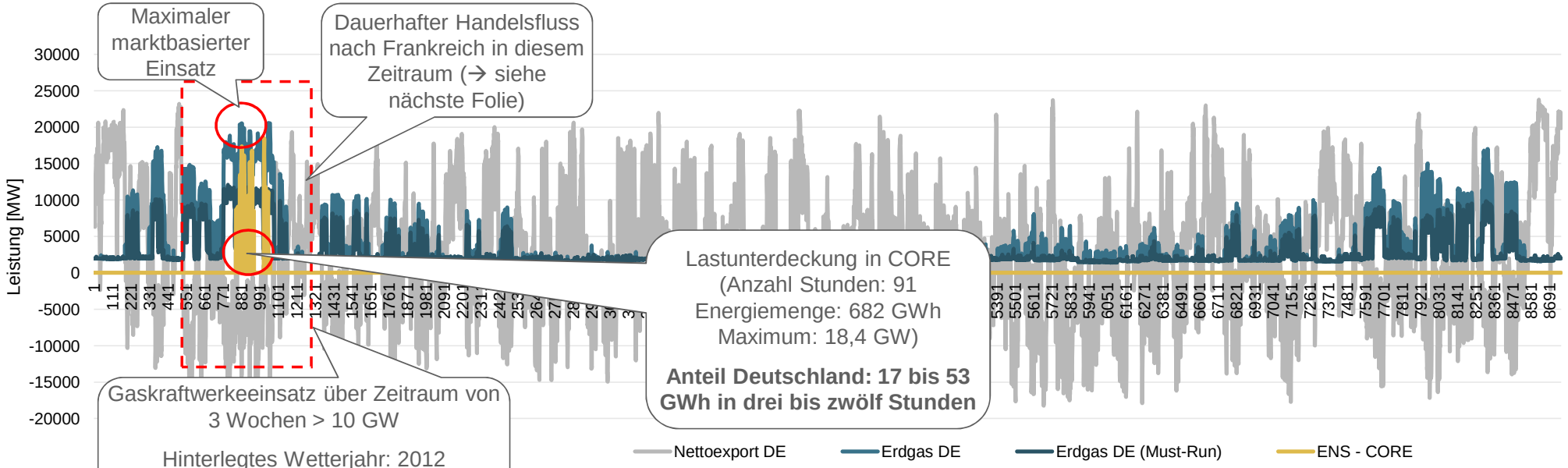
Zoom Februar Szenario KKW (++)



Einsatz von Erdgaskraftwerken im Jahreslauf

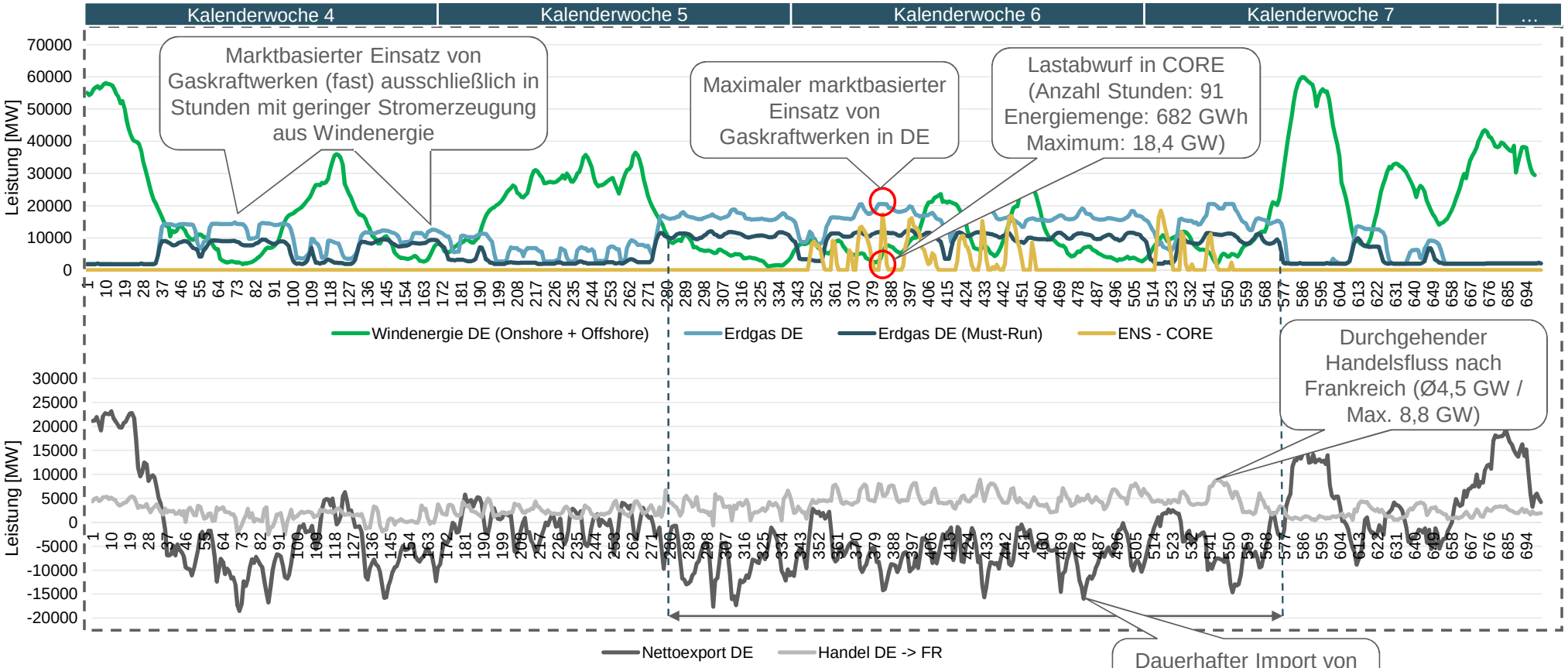
Szenario (+++)

- Marktbasierter Einsatz von Gaskraftwerken im Winter von >**10 GW in 798 Stunden (18,2% der Stunden im Winterhalbjahr)**
- Maximaler Einsatz von Gaskraftwerken trotz hoher Gaspreise bei **20,6 GW** (bei 5,3 GW Windenergie & 13,9 GW Nettoimport)
- **Marktbasierter Einsatz von Gaskraftwerken** primär in Situation mit hoher Residuallast: **Import-Situationen und geringe Wind-Einspeisung** → Ø10,6 GW Erzeugung aus Windenergie (Onshore + Offshore) und Ø6,0 GW Importe im Saldo



Einsatz von Erdgaskraftwerken im Jahreslauf

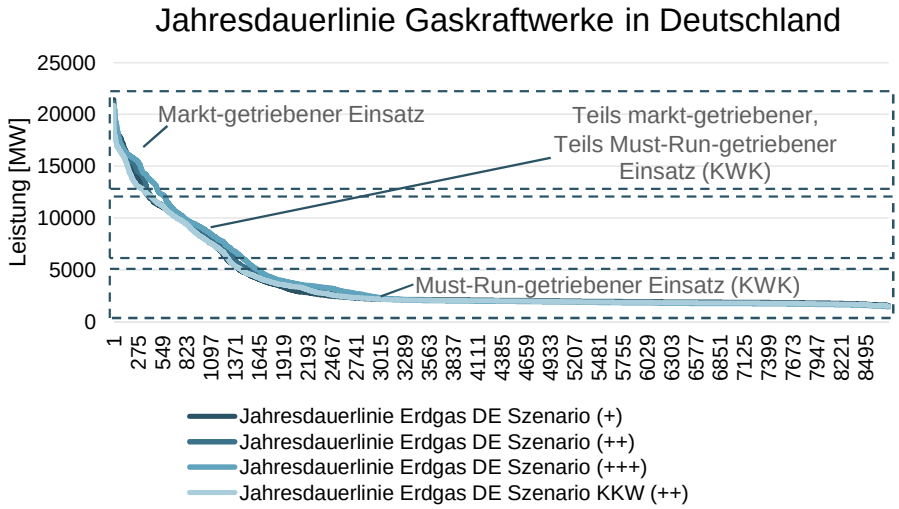
Zoom Februar Szenario (+++)



Einsatz von Erdgaskraftwerken im Jahreslauf

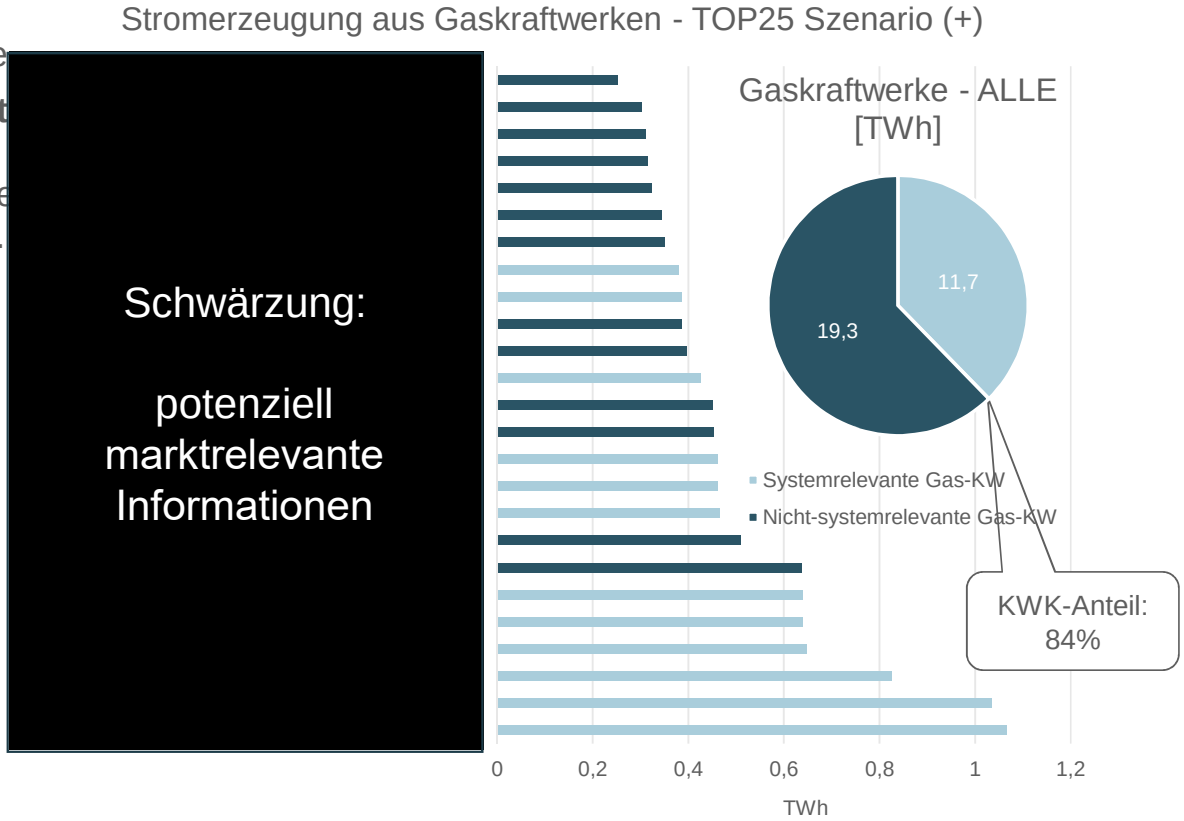
Systemrelevante Gaskraftwerke

- Systemrelevante Gaskraftwerke umfassen 10,5 GW
  → 8,8 GW Marktkraftwerke & 1,7 GW Reservekraftwerke
- In den Szenarien ist auch die **Gasversorgung von nicht systemrelevanten Gaskraftwerken** zur marktseitigen Lastdeckung notwendig, falls Last nicht durch zusätzliche Importe aus ausl. Gaskraftwerken gedeckt werden kann.

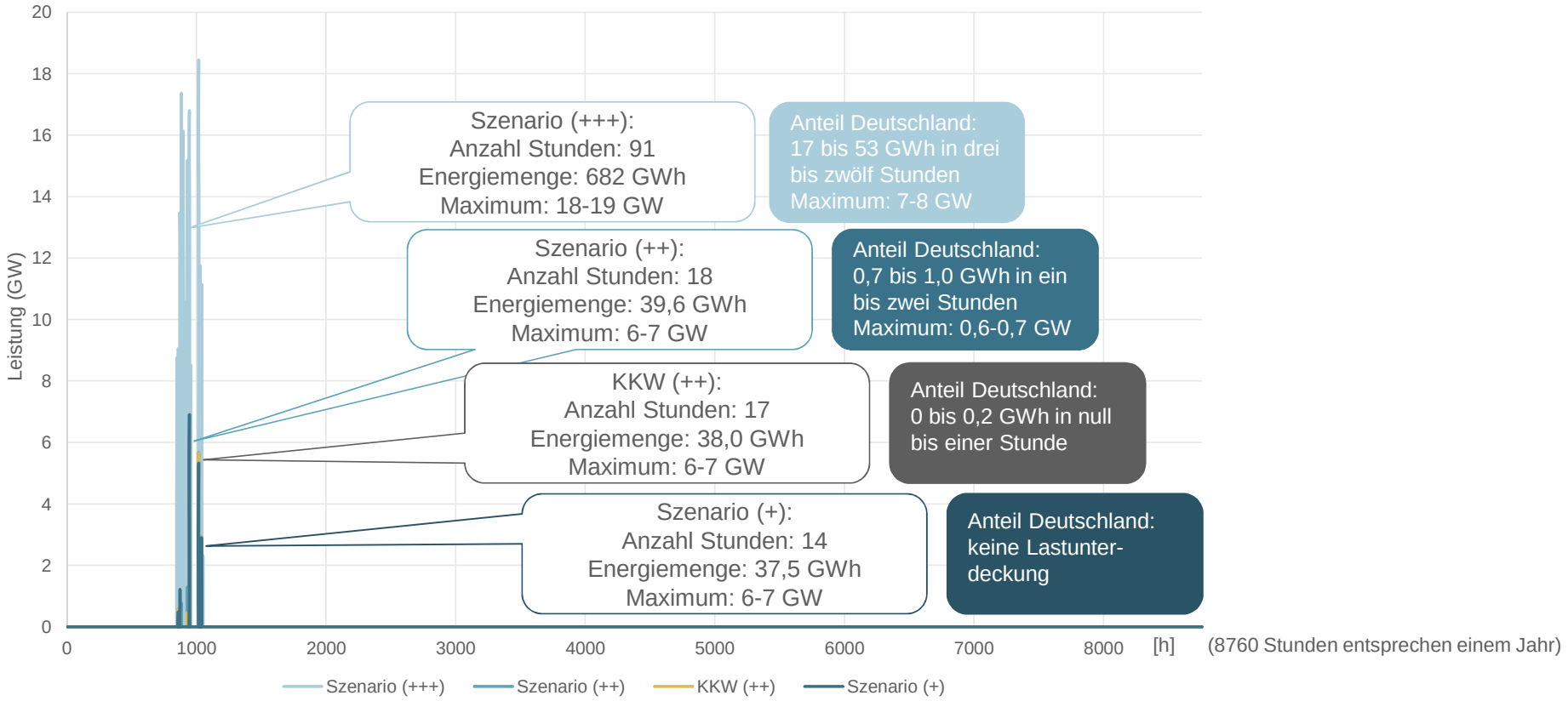


Schwärzung:

potenziell marktrelevante Informationen



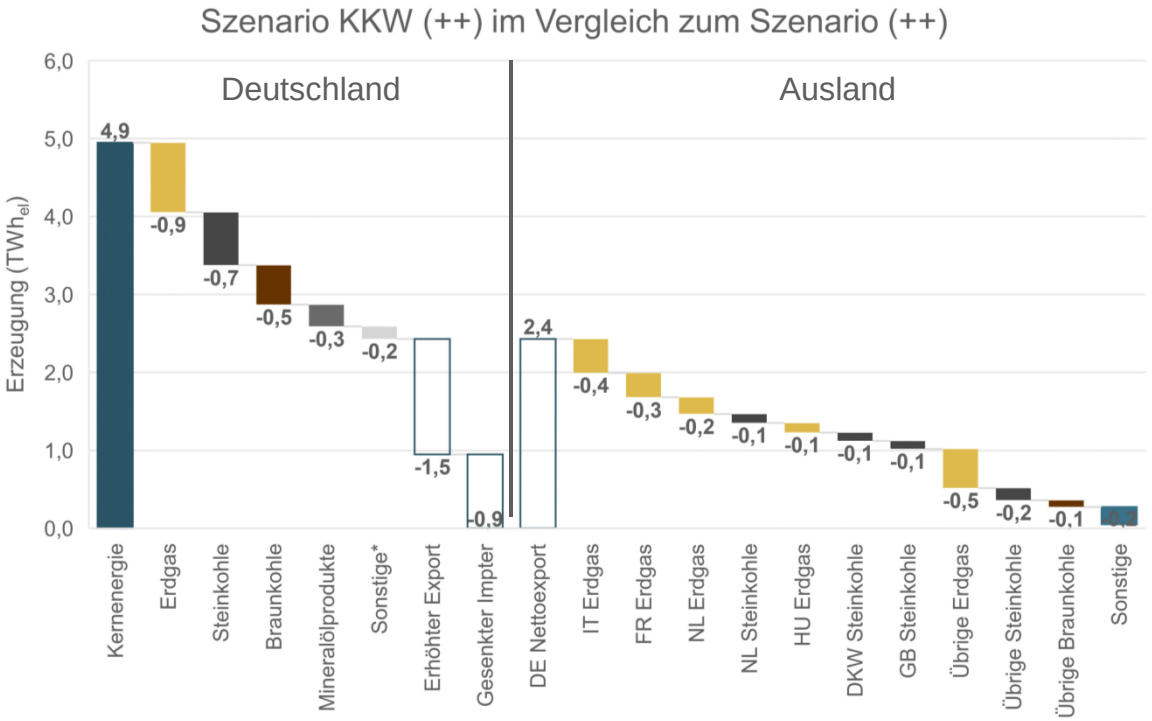
Lastunterdeckung in Europa und Deutschland mit Lösungsansatz KKW-Streckbetrieb im Szenario (++)



Substitution Stromerzeugung durch KKW-Streckbetrieb

Stromerzeugung aus Erdgas wird sowohl national als auch europäisch substituiert

- Insgesamt erzeugen die deutschen **Kernkraftwerke** im Streckbetrieb **4,9 TWh** mehr als bei Stilllegung zum Jahreswechsel
- Mit KKW-Streckbetrieb:
  - Substitution in Deutschland:
    - **- 0,9 TWh_{el} Stromerzeugung aus Erdgas**
    - **- 0,7 TWh_{el} Stromerzeugung aus Steinkohle**
    - **- 0,5 TWh_{el} Stromerzeugung aus Braunkohle**
  - **Export** in Deutschland **steigt** um **1,5 TWh**
  - **Import** nach Deutschland **sinkt** um **0,9 TWh**
  - Europaweit Reduktion um:
    - **- 2,4 TWh_{el} Stromerzeugung aus Erdgas**
    - **- 1,2 TWh_{el} Stromerzeugung aus Steinkohle**
    - **- 0,6 TWh_{el} Stromerzeugung aus Braunkohle**
    - **- 0,7 TWh_{el} sonstige Stromerzeugung**



*Sonstige < 0,1 TWh: Erneuerbare (erhöhte Integration), erhöhte Speicherverluste, sonstige thermische Erzeugung

Agenda

4. Marktsimulationen

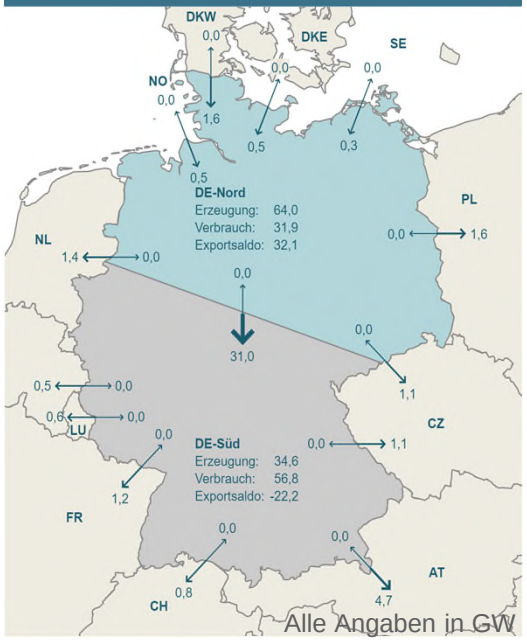
4.1 Jahresläufe

4.2 Grenzsituationen

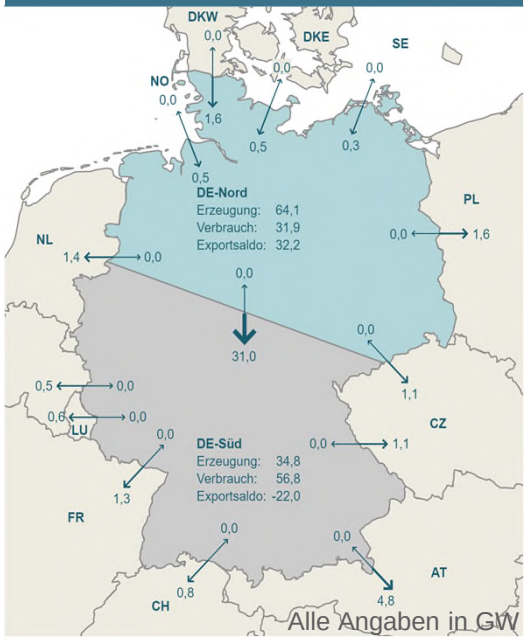
Handelssituation in DE – kritische Stunde Netzbelastung

Durch Streckbetrieb der Kernkraftwerke sinkt Nord-Süd-Transportaufgabe

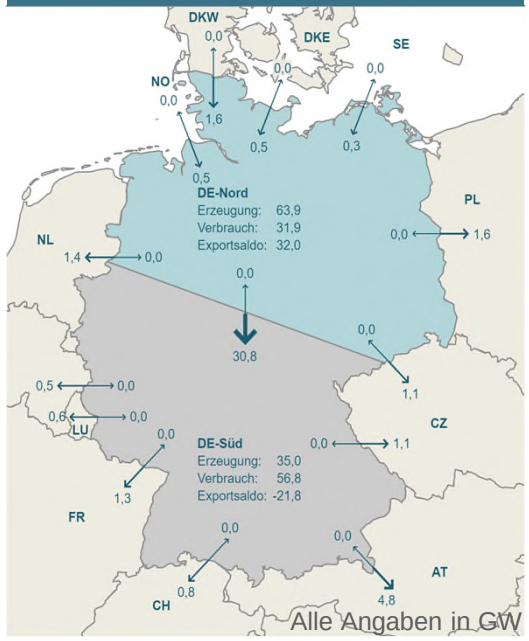
Szenario (+) (NNF281)



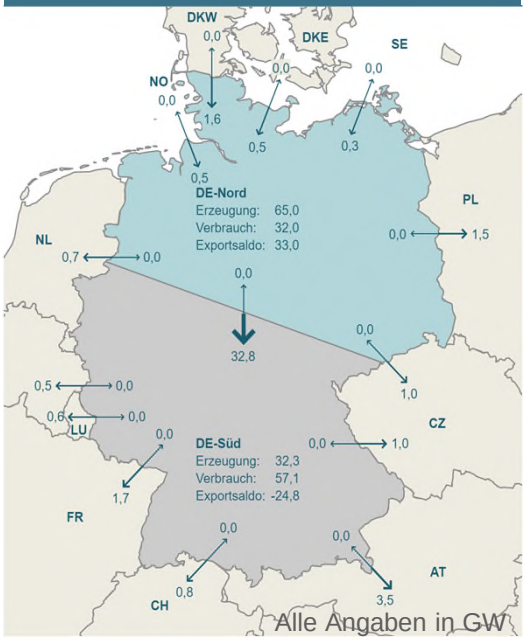
Szenario (++) (NNF281)



Szenario KKW (++) (NNF281)



Szenario (+++) (NNF281)

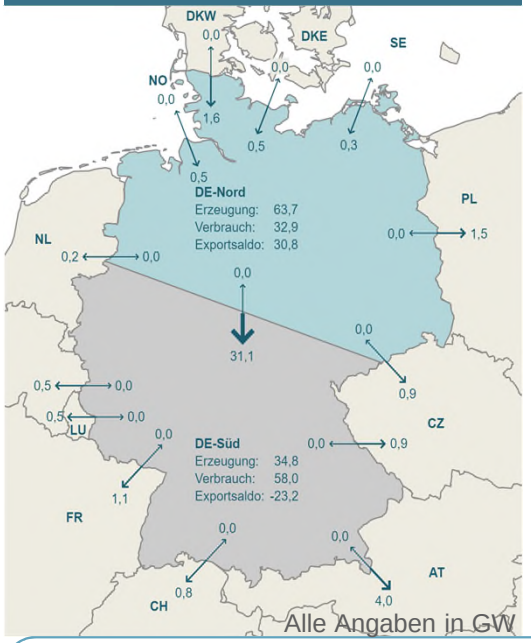


- **Szenario (+), (++) → (+++):** verringerte Erzeugung im Süden wird durch Stromerzeugung im Norden kompensiert → Anstieg der Nord-Süd-Transportaufgabe
- **Szenario (++) → KKW (++):** KKW-Streckbetrieb im Süden substituiert u.a. Steinkohleverstromung im Norden → Verringerung der Nord-Süd-Transportaufgabe

Handelssituation in DE – kritische Stunde Netzbelastung

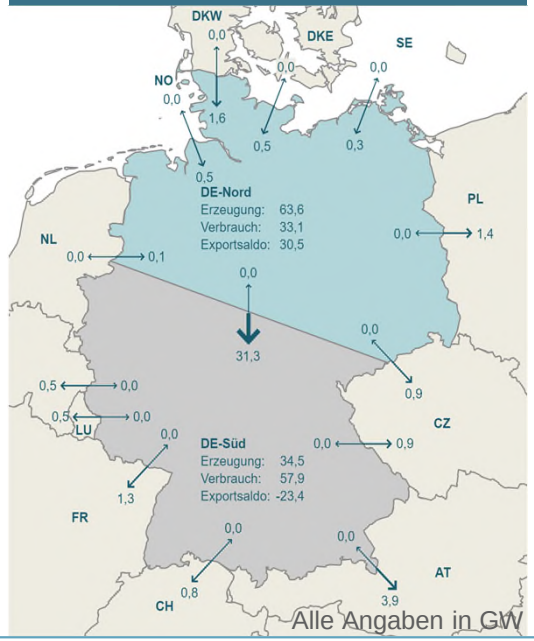
Durch Streckbetrieb der Kernkraftwerke sinkt Nord-Süd-Transportaufgabe

Szenario (+) (NNF299)



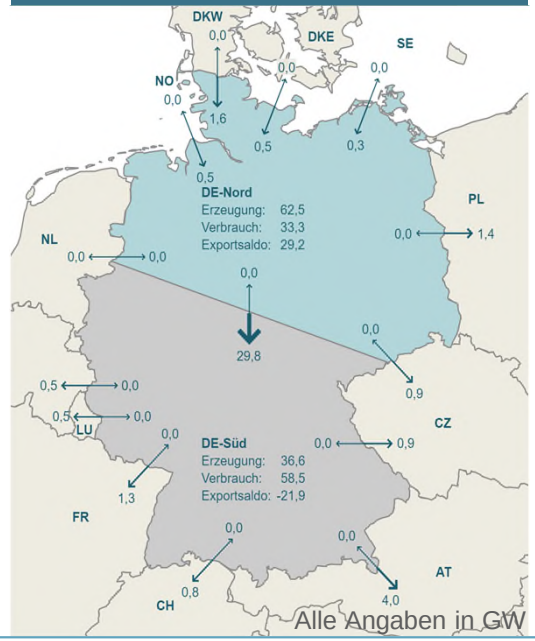
Alle Angaben in GW

Szenario (++) (NNF299)



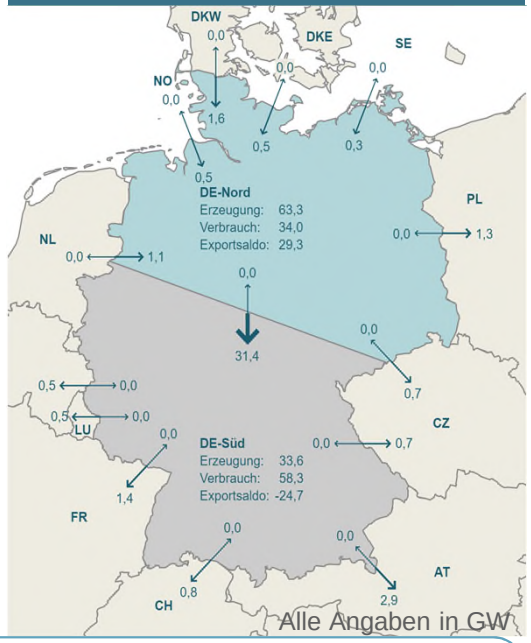
Alle Angaben in GW

Szenario KKW (++) (NNF299)



Alle Angaben in GW

Szenario (+++) (NNF299)



Alle Angaben in GW

- **Szenario (+) → (++) → (+++):** verringerte Erzeugung im Süden wird durch verringerte Exporte nach AT und erhöhte Importe aus NL kompensiert
  → leichter Anstieg der Nord-Süd-Transportaufgabe
- **Szenario (++) → KKW (++):** KKW-Streckbetrieb im Süden substituiert u.a. Braunkohleverstromung im Norden → Verringerung der Nord-Süd-Transportaufgabe

Agenda

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Vorgehensweise und Methodik
3. Untersuchungsumfang und Eingangsparameter
4. Marktsimulationen
5. **Netzanalysen**
6. Fazit

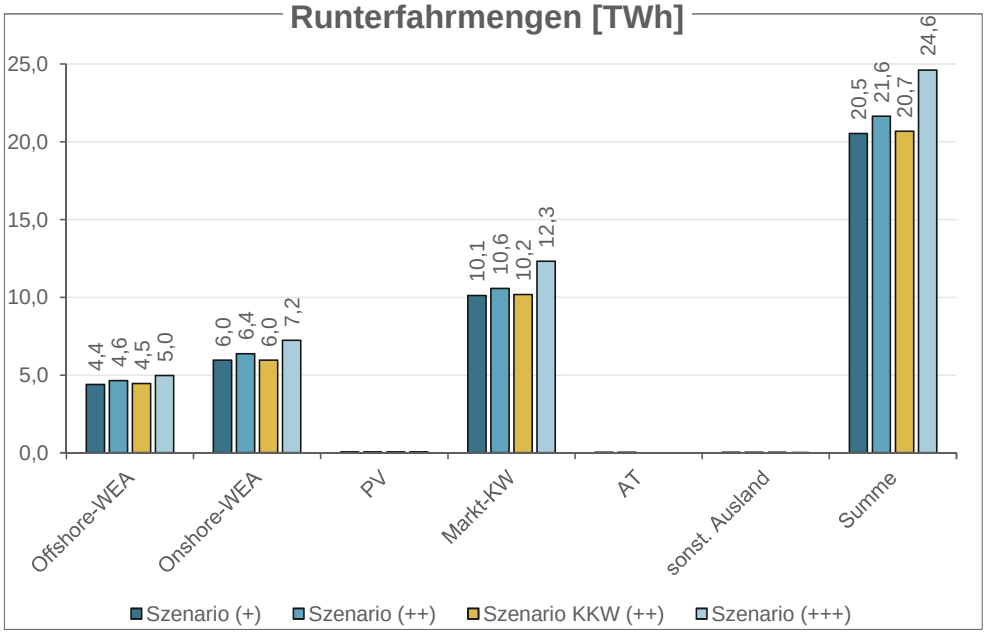
Agenda

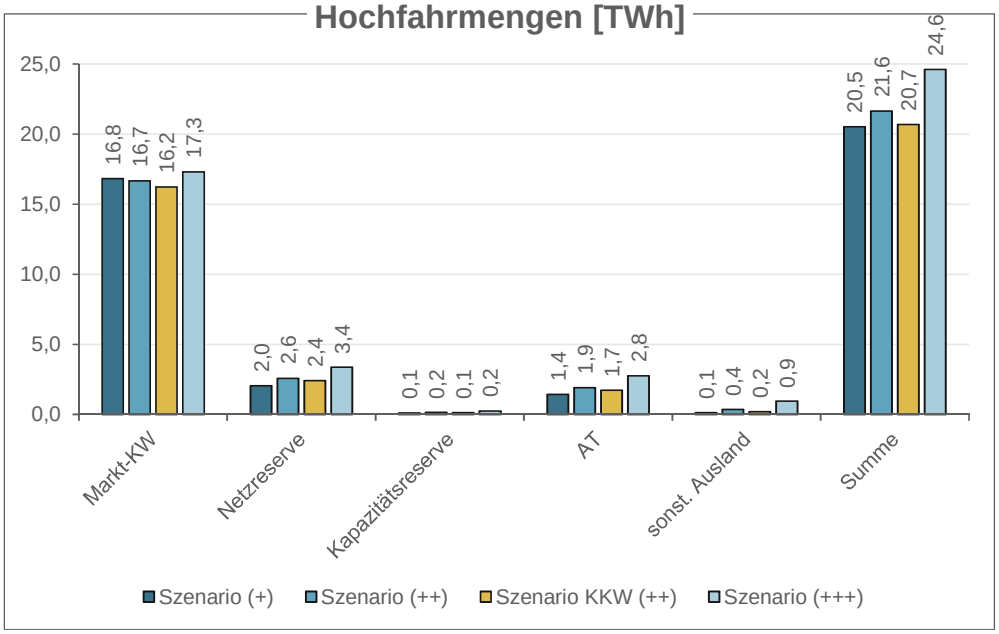
5. Netzanalysen

5.1 Jahresläufe

5.2 Grenzsituationen

Starker Anstieg von Redispatch





- Negative RD-Mengen steigen von Szenario (+) zu Szenario (+++): um 4,1 TWh (davon sind 1,8 TWh zusätzliche EE-Abregelung)
- **KKW-Streckbetrieb senkt RD-Menge insgesamt** um 0,9 TWh
- **KKW-Streckbetrieb erhöht EE-Integration** um 0,5 TWh

- Positive RD-Mengen steigen von Szenario (+) zu Szenario (+++) signifikant:
  - Netzreserve 1,4 TWh
  - Ausland 2,2 TWh
- **KKW-Streckbetrieb senkt RD-Mengen im Ausland** um 0,4 TWh
- **KKW-Streckbetrieb senkt Netzreserve** um 0,2 TWh

Netzanalysen

Jahresläufe

Analysen	BA22 t+1	Sonderanalysen 22/23			
Marktszenario	BA22	(+)	(++)	KKW (++)	(+++)
	TWh				
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	7,4	6,0	6,4	6,0	7,2
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,9	4,4	4,6	4,5	5,0
Neg. RD PV-Einspeisung	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	10,9	10,1	10,6	10,2	12,3
davon neg. RD mit Gas-KW		0,32	0,48	0,426	0,62
Neg. RD im Ausland	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe negativer RD	**23,6**	**20,5**	**21,6**	**20,7**	**24,6**
Pos. RD marktbasierter KW in DE*	22,0	16,8	16,7	16,2	17,3
davon pos. RD mit Gas-KW		12,22	12,97	12,309	14,12
Pos. RD mit ResKW **	1,19	2,2	2,6	2,5	3,6
davon pos. RD mit Gas-ResKW **		0,0	0,74	0,708	0,88
Pos. RD in AT	0,5	1,4	1,9	1,7	2,7
Pos. RD im Ausland	0,01	0,1	0,4	0,2	1,0
Summe positiver RD	**23,6**	**20,5**	**21,6**	**20,7**	**24,6**

* Enthält auch reduzierte Pumpleistung
** enthält aktuelle, potenzielle Netzreserve und Kapazitätsreserve
*** Kraftwerke die bereits ihre maximalen Volllaststunden eingesetzt wurden, wurden nicht zum positiven RD freigegeben

Agenda

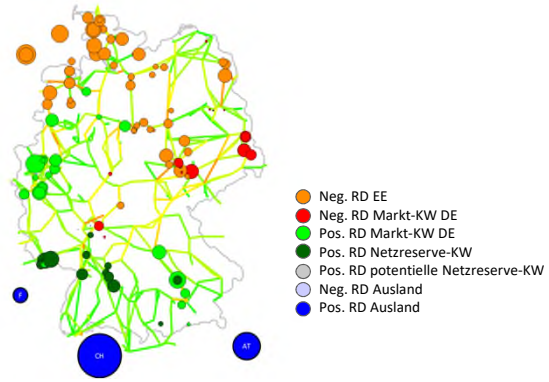
5. Netzanalysen

5.1 Jahresläufe

5.2 Grenzsituationen

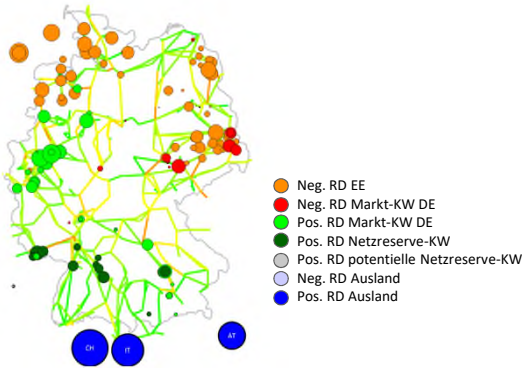
Netzsituation in der kritischsten Stunde (Starkwind/Starklast)

Szenario (+)



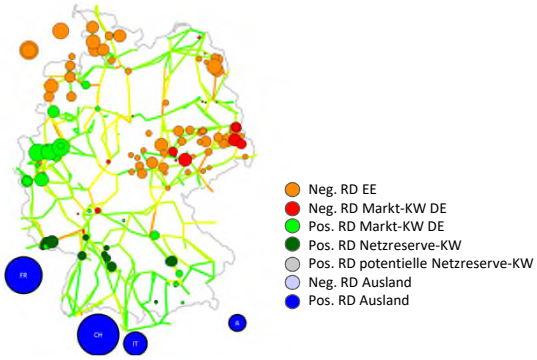
- **Gesamt-Redispatch-Bedarf:** 17,5 GW
- In AT werden vertraglich gesicherte 1,5 GW zum Redispatch eingesetzt
- **Zusätzlicher positiver Redispatch-Bedarf im Ausland von 4,3 GW**

Szenario (++)



- **Gesamt-Redispatch-Bedarf:** 18,2 GW
- In AT werden vertraglich gesicherte 1,5 GW zum Redispatch eingesetzt
- **Zusätzlicher positiver Redispatch-Bedarf im Ausland von 5,1 GW**

Szenario (+++)

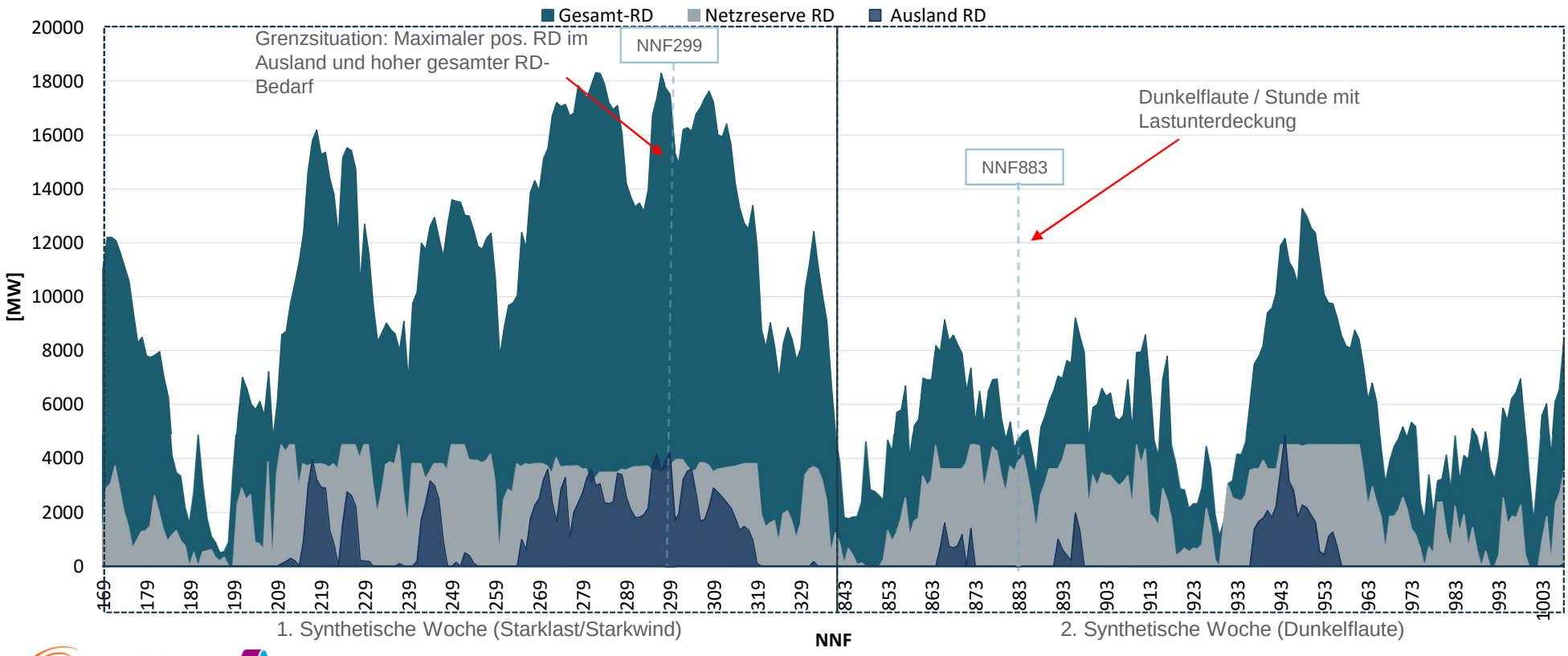


- **Gesamt-Redispatch-Bedarf:** 18,8 GW
- In AT stehen nach Lastdeckung nur noch 0,3 GW zum Redispatch in DE zur Verfügung.
- **Zusätzlicher positiver Redispatch-Bedarf im Ausland von 8,6 GW**

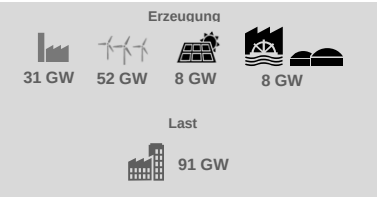
Zur Identifizierung der kritischsten Situation für das Netz wurde innerhalb einer synthetischen Winterwoche eine Starkwind/Starklast-Situation und eine Situation mit geringer Einspeisung aus Erneuerbaren Energien untersucht.
Der **höchste Bedarf an zusätzlichem Redispatch-Bedarf im Ausland** wurde **in einer Stunde der Starkwind/Starklast-Situation** identifiziert. Diese stellt die **kritischste Situation für das Netz** dar.

Identifikation der Grenzsituationen (GS) - Szenario (+)

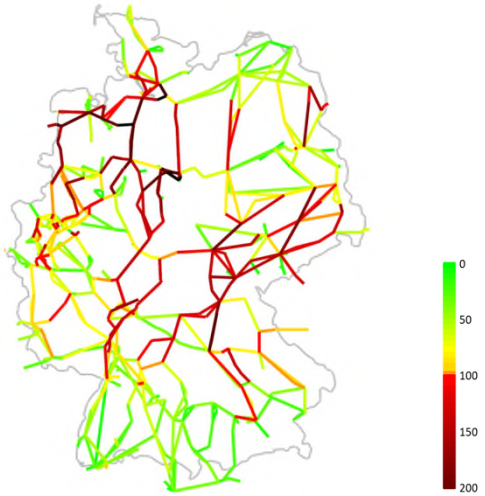
NNF = Netznutzungsfall



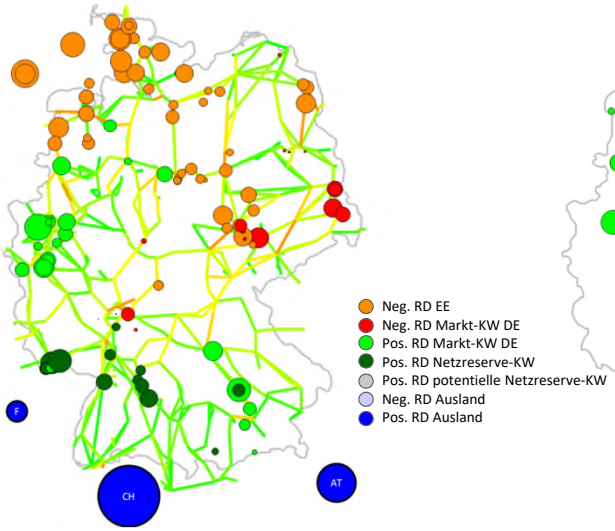
Szenario (+), GS „Netzbelastung“
NNF 299



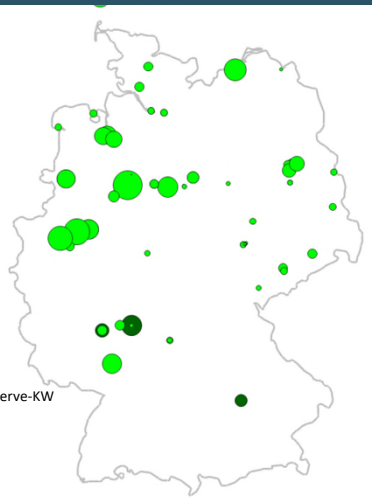
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD

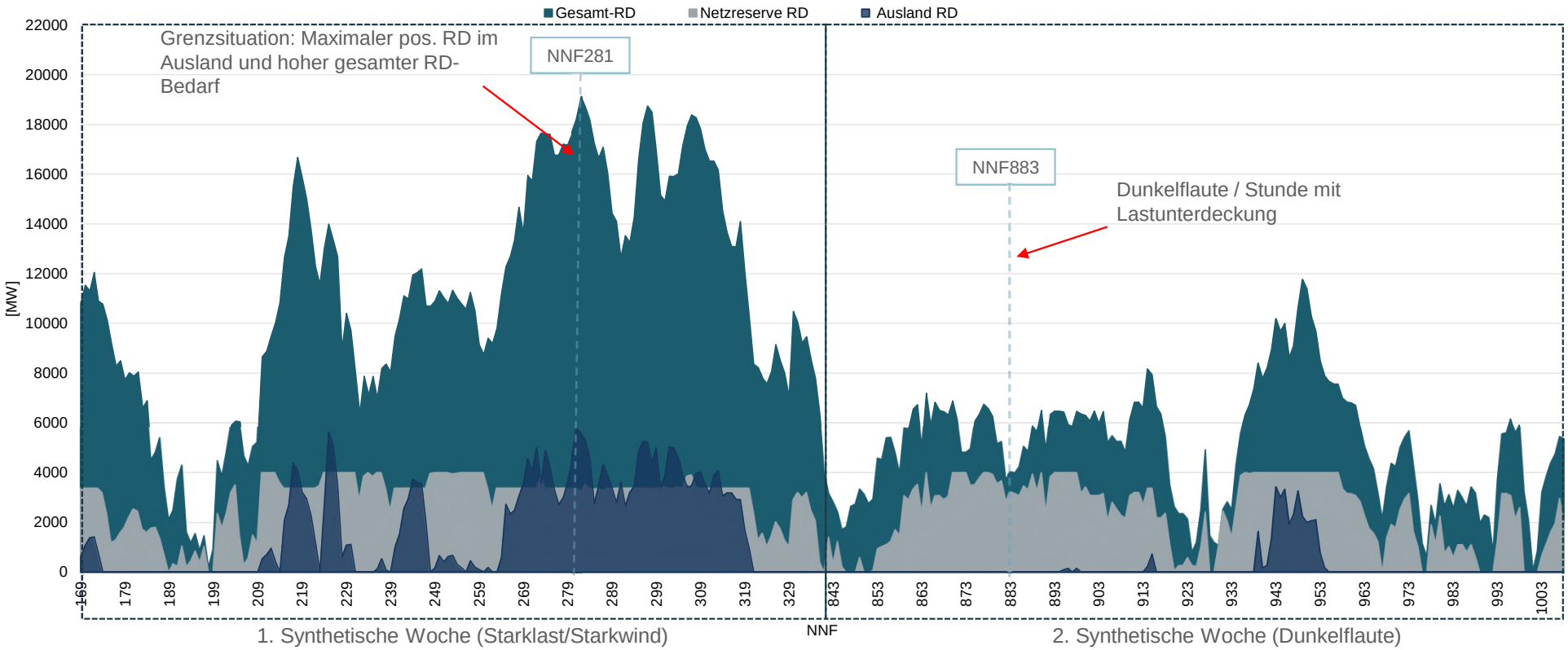


	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	11,1
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,6
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,8
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD	**17,5**
Pos. RD marktbasierter KW in DE	7,9
Pos. RD Netzreserve in DE	3,7
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,1
Pos. RD in AT (P_{max} = 1,5 GW)	1,5
Zusätzlich Pos. RD im Ausland	4,3
Summe positiver RD	**17,5**

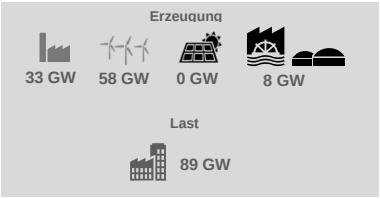
- Engpässe im nördlichen und mittleren 380/220-kV-Netz
- Hohe Belastung des Netzes durch Leistungsflüsse aus dem Norden
- Verbleibendes RD-Potenzial in Süd-West DE aufgrund von lokalen Engpässen nicht nutzbar
- In AT werden vertraglich gesicherte 1,5 GW zum Redispatch eingesetzt
- **Zusätzlich werden in FR 430 MW und in CH 3,82 GW zum Redispatch eingesetzt**

- **Exportsaldo** DE **7,6 GW**
- DE **exportiert 10,5 GW** v.a. nach AT, FR, CH
- DE **importiert 2,9 GW** aus NO, DKW, DKE, SE

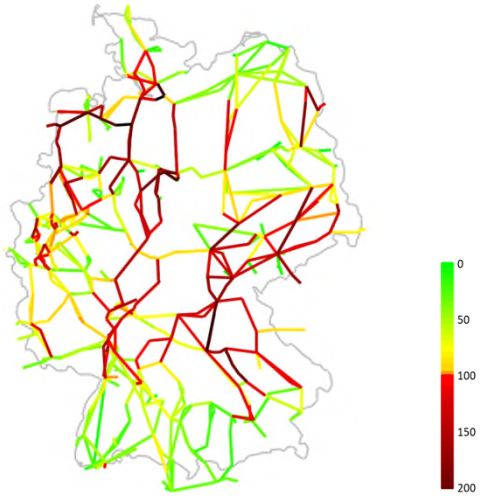
Identifikation der Grenzsituationen (GS) - Szenario (++)



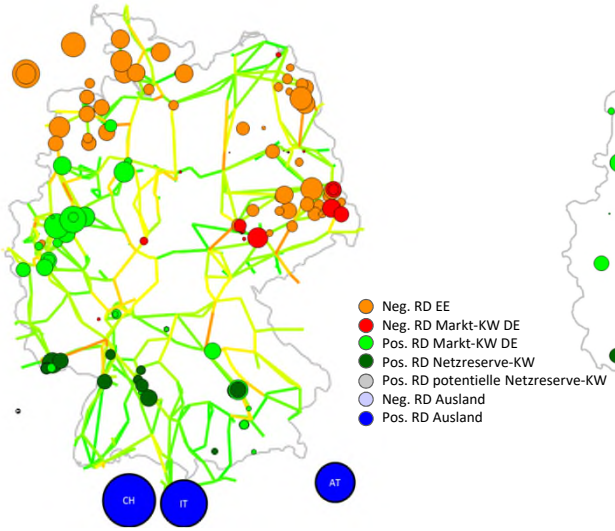
Szenario (++), GS „Netzbelastung“ NNF 281



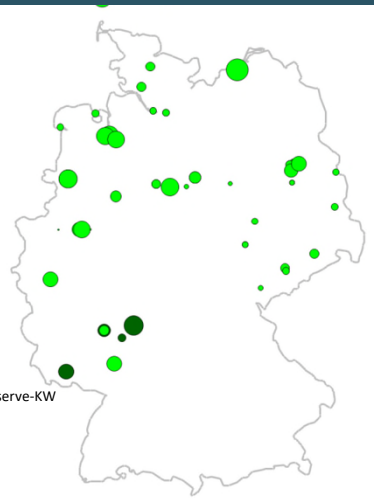
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD

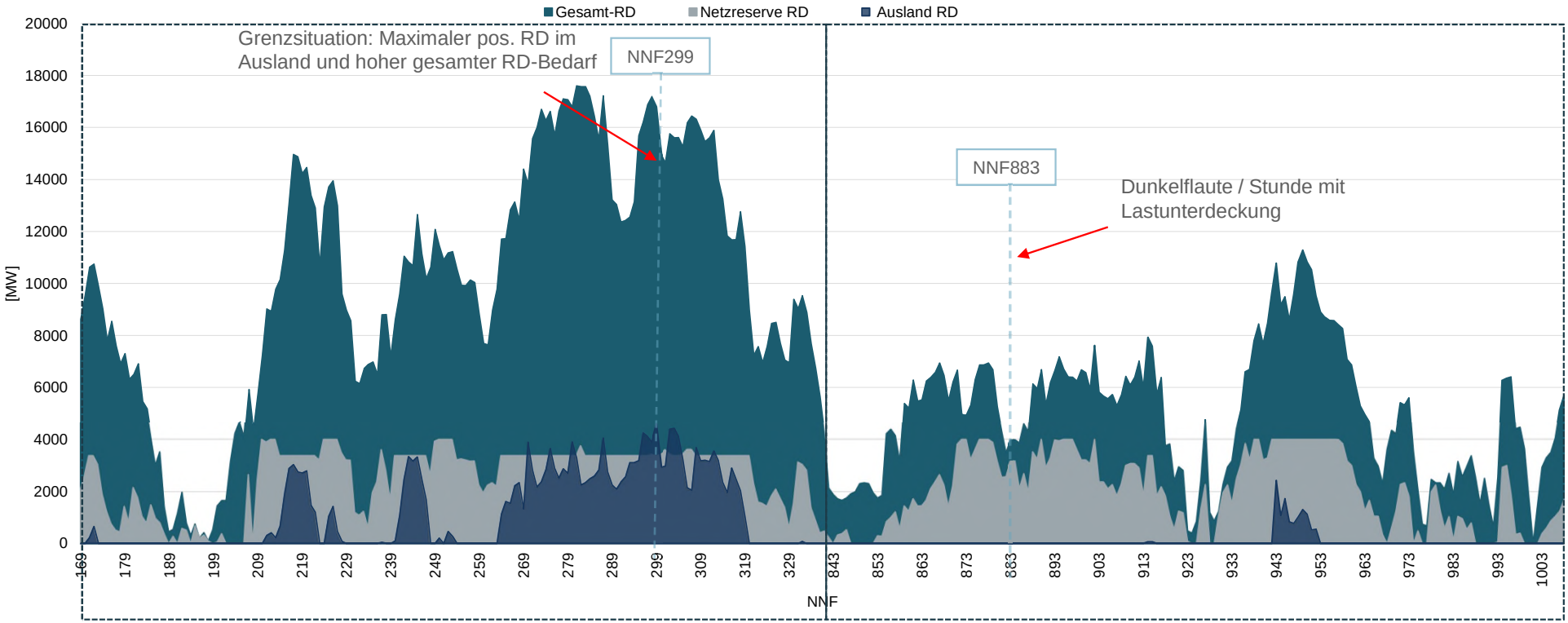


GW	
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	11,8
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,8
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,6
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD	**18,2**
Pos. RD marktbasierter KW in DE	8,3
Pos. RD Netzreserve in DE	3,1
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,2
Pos. RD in AT (P_{max} = 1,5 GW)	1,5
Zusätzlich Pos. RD im Ausland	5,1
Summe positiver RD	**18,2**

- Engpässe im nördlichen und mittleren 380/220-kV-Netz
- Hohe Belastung des Netzes durch Leistungsflüsse aus dem Norden
- Verbleibendes RD-Potenzial in Süd-West DE aufgrund von lokalen Engpässen nicht nutzbar
- In AT werden vertraglich gesicherte 1,5 GW zum Redispatch eingesetzt
- **Zusätzlich werden in IT 2,3 GW und in CH 2,8 GW zum Redispatch eingesetzt**

- **Exportsaldo** DE **10,5 GW**
- DE **exportiert 13,4 GW** v.a. nach AT, FR, CH
- DE **importiert 2,9 GW** aus NO, DKW, DKE, SE

Identifikation der Grenzsituationen (GS) - Szenario KKW (++)

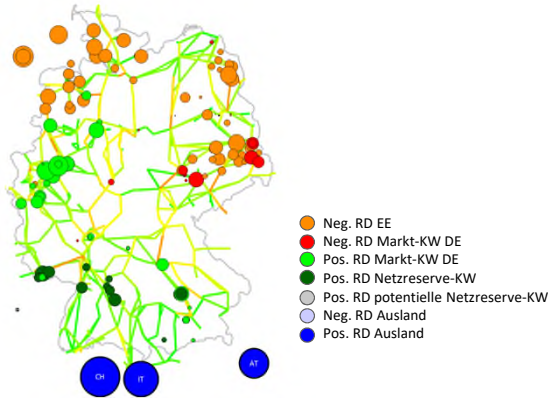


1. Synthetische Woche (Starklast/Starkwind)

2. Synthetische Woche (Dunkelflaute)

Netzsituation in Deutschland
mit Lösungsansatz KKW-Streckbetrieb in kritischster Stunde

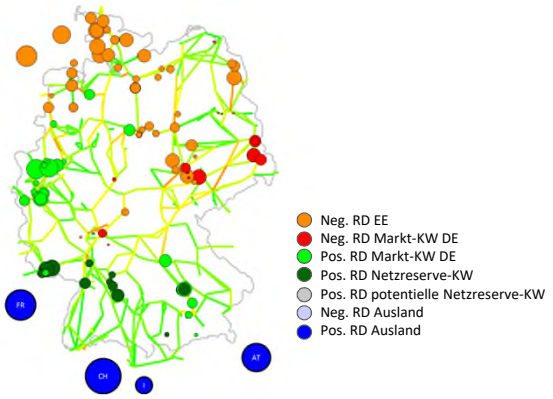
Szenario (++)



- **Gesamt-Redispatch-Bedarf:** 18,2 GW
- In AT werden vertraglich gesicherte 1,5 GW zum Redispatch eingesetzt

- **Zusätzlicher positiver Redispatch-Bedarf im Ausland von 5,1 GW**

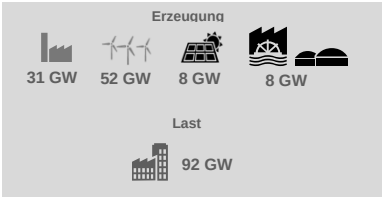
Szenario KKW (++)



- **Gesamt-Redispatch-Bedarf:** 16,8 GW
- In AT werden vertraglich gesicherte 1,5 GW zum Redispatch eingesetzt

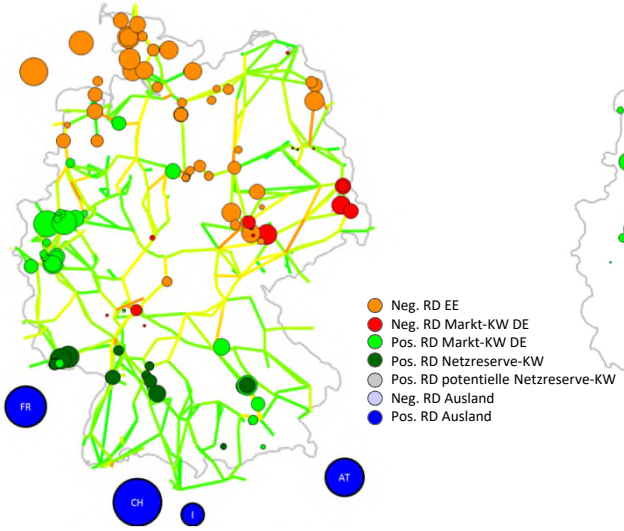
- **Zusätzlicher positiver Redispatch-Bedarf im Ausland von 4,6 GW**

Szenario KKW (++), GS „Netzbelastung“ NNF 299

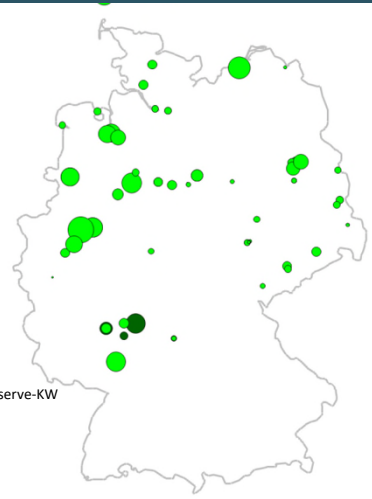


Auslastung vor RD

RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD

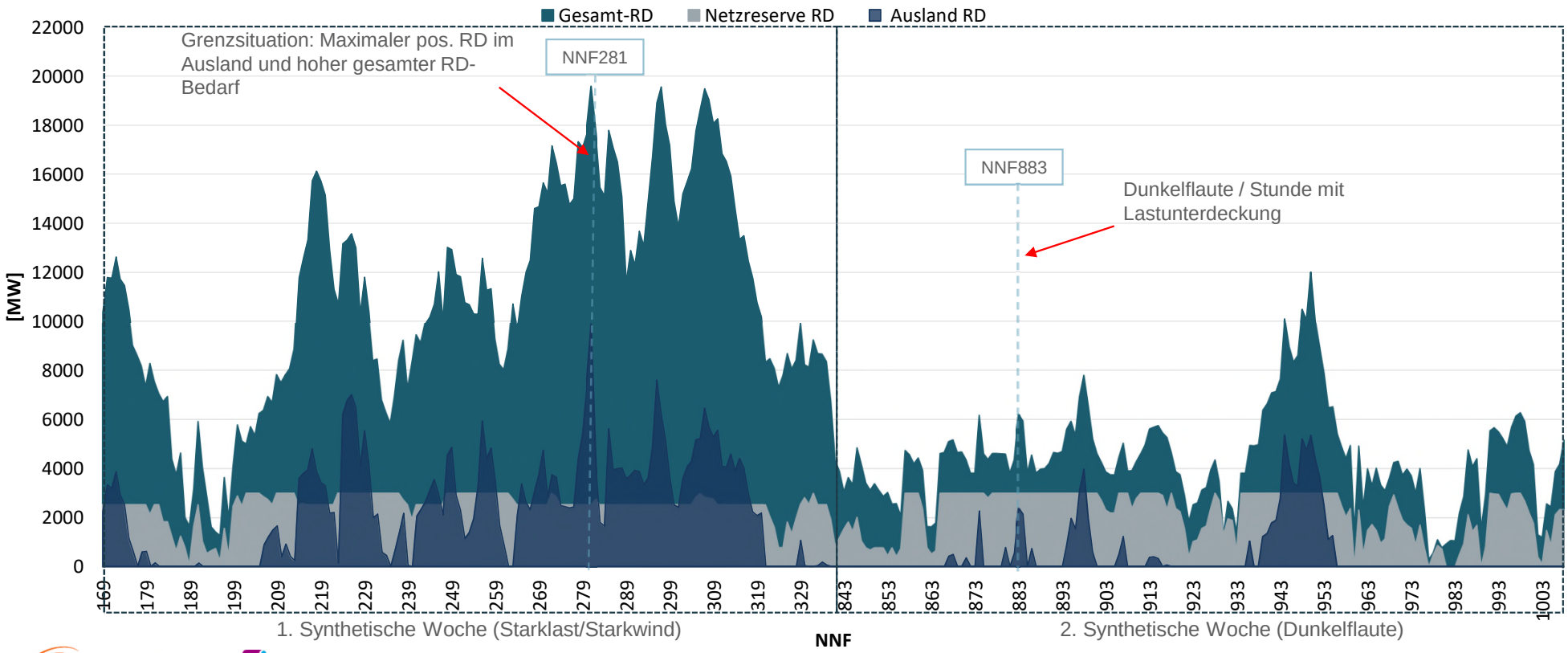


GW	
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	10,4
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,8
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,5
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD	**16,8**
Pos. RD marktbasierter KW in DE	7,3
Pos. RD Netzreserve in DE	3,4
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,0
Pos. RD in AT (P_{max} = 1,5 GW)	1,5
Zusätzlich Pos. RD im Ausland	4,6
Summe positiver RD	**16,8**

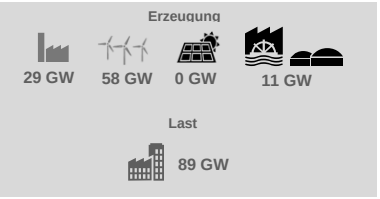
- Engpässe im nördlichen und mittleren 380/220-kV-Netz
- Hohe Belastung des Netzes durch Leistungsflüsse aus dem Norden
- Verbleibendes RD-Potential in Süd-West DE aufgrund von lokalen Engpässen nicht nutzbar
- In AT werden vertraglich gesicherte 1,5 GW zum Redispatch eingesetzt
- **Zusätzlich werden in IT 530 MW , in CH 2,3 GW und in FR 1,7 GW zum Redispatch eingesetzt**

- **Exportsaldo** DE **7,4 GW**
- DE **exportiert 10,3 GW** v.a. nach AT, FR, CH
- DE **importiert 2,9 GW** aus NO, DKW, DKE, SE

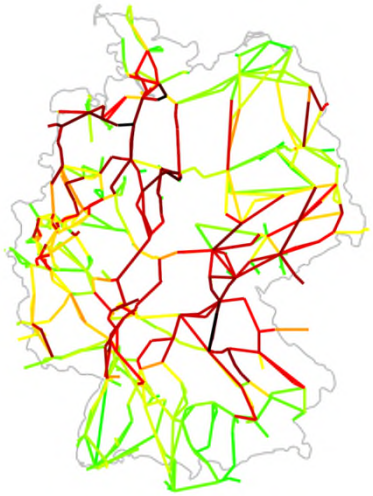
Identifikation der Grenzsituationen (GS) - Szenario (+++)



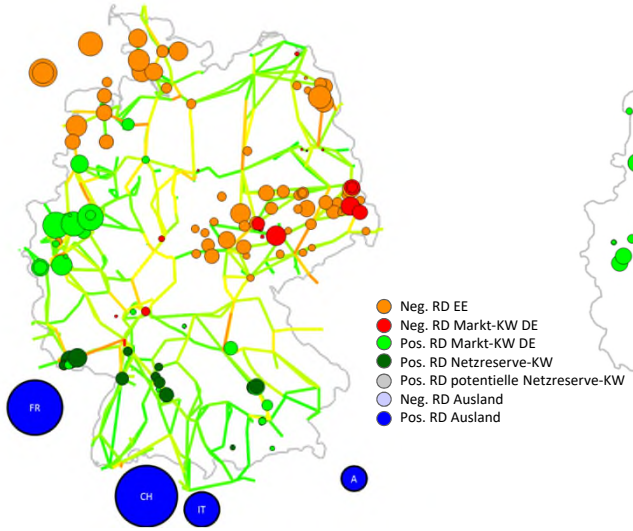
Szenario (+++), GS „Netzbelastung“ NNF 281



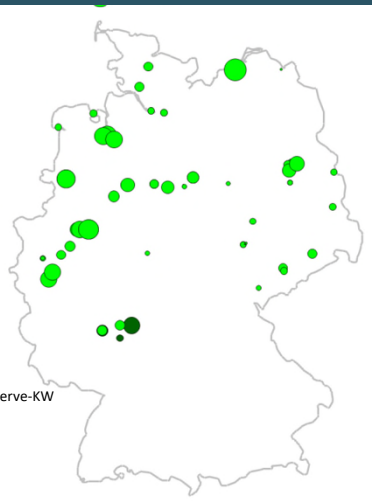
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



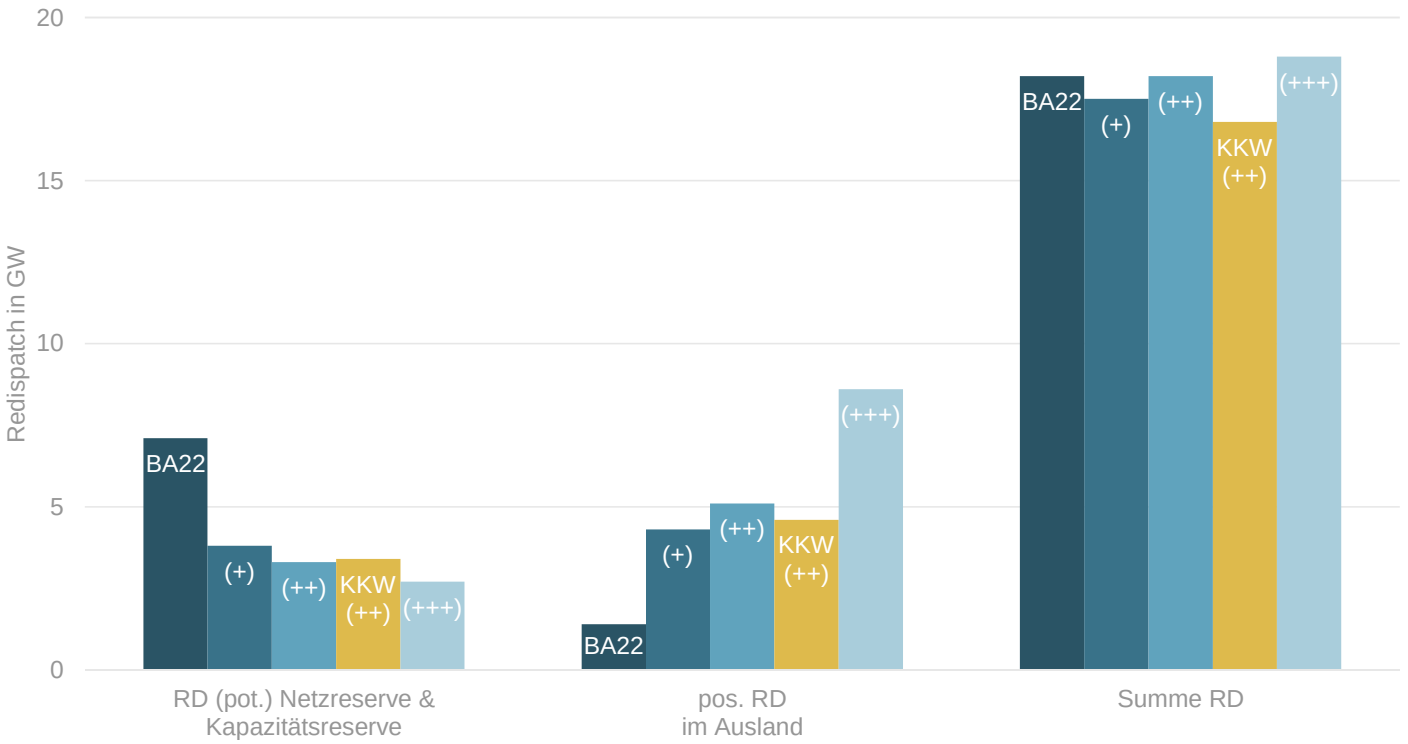
	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	12,5
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,6
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,6
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD	**18,8**
Pos. RD marktbasierter KW in DE	7,2
Pos. RD Netzreserve in DE	2,5
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,2
Pos. RD in AT (P_{max} = 1,5 GW)	0,3
Zusätzlich Pos. RD im Ausland	8,6
Summe positiver RD	**18,8**

- Engpässe im nördlichen und mittleren 380/220-kV-Netz
- Hohe Belastung des Netzes durch Leistungsflüsse aus dem Norden
- Verbleibendes RD-Potenzial in Süd-West DE aufgrund von lokalen Engpässen nicht nutzbar
- Vom gesicherten RD-Potential (1,5 GW) stehen nur 0,3 GW zur Verfügung
- **Zusätzlich werden in AT 380 MW, in CH 3,9 GW, in FR 3 GW und in IT 1,3 GW zum Redispatch eingesetzt**

- **Exportsaldo** DE **8,3 GW**
- DE **exportiert 11,2 GW** v.a. nach AT, FR, CH
- DE **importiert 2,9 GW** aus NO, DKW, DKE, SE

Gegenüberstellung GS „Netzbelastung“

Analysen	BA22 t+1 robust	Sonderanalysen 22/23			
Marktszenario	BP-Sensi	(+)	(++)	KKW (++)	(+++)
NNF	273	299	281	299	281
	GW				
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	11,4	11,1	11,8	10,4	12,5
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,9	2,6	2,8	2,8	2,6
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,9	3,8	3,6	3,5	3,6
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe negativer RD	**18,2**	**17,5**	**18,2**	**16,8**	**18,8**
Pos. RD marktbasierter KW in DE *	8,3	7,9	8,3	7,3	7,2
Pos. RD Netzreserve in DE	5,4	3,7	3,1	3,4	2,5
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,2	0,1	0,2	0,0	0,2
Pos. RD in AT (P_{max} = 1,5 GW)	1,5	1,5	1,5	1,5	0,3
Zusätzlich Pos. RD im Ausland	1,4	**4,3**	**5,1**	**4,6**	**8,6**
Summe positiver RD	**18,2**	**17,5**	**18,2**	**16,8**	**18,8**

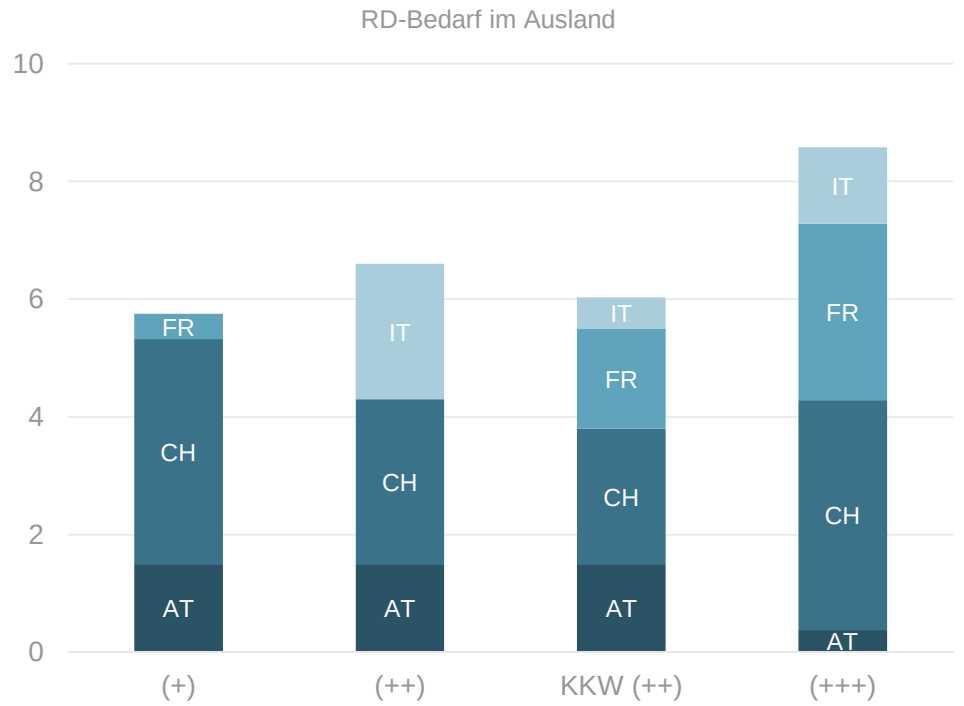


KKW-Streckbetrieb reduziert den zusätzlichen Redispatch-Bedarf im Ausland um 0,5 GW

Gesamter Redispatch-Bedarf im Ausland

RD-Bedarf im Ausland in der GS „Netzbelastung“						
Szenario	NNF	Summe	AT	CH	FR	IT
(+)	299	5,75	1,5	3,82	0,43	-
(++)	281	6,6	1,5	2,8	-	2,3
KKW (++)	299	6,03	1,5	2,3	1,7	0,53
(+++)	281	8,58	0,38	3,9	3,0	1,3

Dieser Bedarf ist das Ergebnis einer modellierungstechnischen Betrachtung und kann in der Realität auch über Kraftwerke in anderen Ländern gedeckt werden. Damit ist das Ergebnis eine Indikation von effizienten Regionen.



Vergleich: Szenario (++) und Szenario KKW (++)

NNF 281 – GS Netzbelastung in Szenario (++)

Marktszenario	(++)	KKW (++)	
NNF	281	281	Delta
	GW		
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	11,8	11,1	-0,7
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,8	2,6	-0,2
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,6	3,7	0,0
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0
Summe negativer RD	**18,2**	**17,4**	**-0,8**
Pos. RD marktbasierter KW in DE	8,3	8,3	0,0
Pos. RD Netzreserve in DE	3,1	3,4	0,2
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,2	0,3	0,1
Pos. RD in AT (P_{max} = 1,5 GW)	1,5	1,5	0,0
Pos. RD im Ausland	**5,1**	**3,9**	**-1,2**
Summe positiver RD	**18,2**	**17,4**	**-0,8**

NNF 299 – GS Netzbelastung in Szenario KKW (++)

Marktszenario	(++)	KKW (++)	
NNF	299	299	Delta
	GW		
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	10,6	10,4	-0,2
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,8	2,8	0,0
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,7	3,5	-0,2
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0
Summe negativer RD	**17,1**	**16,8**	**-0,3**
Pos. RD marktbasierter KW in DE	7,1	7,3	0,2
Pos. RD Netzreserve in DE	3,4	3,4	0,0
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,1	0,0	-0,1
Pos. RD in AT (P_{max} = 1,5 GW)	1,5	1,5	0,0
Pos. RD im Ausland	**5,0**	**4,6**	**-0,4**
Summe positiver RD	**17,1**	**16,8**	**-0,3**

KKW-Streckbetrieb reduziert den Redispatch-Bedarf im Ausland um 0,5 GW

Agenda

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Vorgehensweise und Methodik
3. Untersuchungsumfang und Eingangsparameter
4. Marktsimulationen
5. Netzanalysen
6. **Fazit**

Wesentliche Ergebnisse

- **Leistungsbilanz:** **In allen drei betrachteten Szenarien zeigt sich die Versorgungssituation** im kommenden Winterhalbjahr **äußerst angespannt** - in Europa kann im Strommarkt die **Last nicht vollständig gedeckt** werden.

  In den beiden kritischeren Szenarien (++, +++) treten in einigen Stunden **Lastunterdeckungen auch in Deutschland** auf.

- **Netzsicherheit:** Zum Management von Netzengpässen reichen die inländischen Redispatch-Potenziale in keinem der drei Szenarien aus. Es wird mindestens **5,8 GW gesichertes Potenzial** im Ausland **benötigt**, davon werden 1,5 GW über eine Redispatch-Kooperation mit AT vorgehalten. Darüber hinaus werden derzeit rund 1,6 GW kontrahiert (Ergebnis der Bedarfsanalyse 2022, aktuell laufendes Interessenbekundungsverfahren).

  Dabei ist die tatsächliche Verfügbarkeit dieser Mengen aufgrund der in ganz Europa angespannten Versorgungslage unsicher.

- **Wirkung des KKW-Streckbetriebs im Szenario (++):**
  - **Generelle Wirkung im Markt:**
    - Die drei Kernkraftwerke liefern zusätzlich ca. 5 TWh elektrische Energie.
    - Die Einsparung bei der Stromerzeugung in Gaskraftwerken beträgt im Inland 0,9 TWh_{el} und im europäischen Ausland 1,5 TWh_{el}.
  - **Leistungsbilanz:** Lastunterdeckungen in Deutschland können durch den Streckbetrieb der Kernkraftwerke im Szenario (++) weitestgehend vermieden werden.
  - **Netzsicherheit:** Der Bedarf an Redispatch-Potenzial im Ausland für das Netzengpassmanagement sinkt von 5,1 GW durch den Streckbetrieb der Kernkraftwerke im Szenario (++) um 0,5 GW auf 4,6 GW, bleibt aber kritisch. **In Deutschland sind daher weitere Maßnahmen zum erzeugungs- und lastseitigen Engpassmanagement und zur Erhöhung der Transportkapazitäten im Übertragungsnetz erforderlich.**

Empfehlungen der Übertragungsnetzbetreiber (I)

Nutzung aller Möglichkeiten zur Erhöhung der Strom-Erzeugungs- und Transportkapazitäten wird dringend empfohlen! Im Einzelnen:

1. **Transportkapazitäten erhöhen:** Zusätzliche Potenziale des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes müssen kurzfristig erschlossen werden, um damit die Nord-Süd-Transportkapazität zu erhöhen.
2. **Redispatch-Potential im Ausland in den Fokus nehmen**: Hierfür sind klare und verbindliche Absprachen mit den Nachbarländern erforderlich.
3. **Vertragliches Lastmanagement:** Kurzfristige Potenziale müssen gehoben werden.
4. **Reserven für Stresssituationen breiter nutzbar machen**: Sämtliche Reserven (auch Netzreserve und besondere netztechnische Betriebsmittel) müssen für die bilanzielle Lastdeckung und den Redispatch nutzbar gemacht werden.
5. **Nutzung weiterer Kraftwerkskapazitäten in Stresssituationen absichern**:
   a. Marktrückkehr der Kohlekraftwerke aus der Reserve erleichtern (Genehmigungen, Kostenanerkennungen/Kostenübernahmen).
   b. Alle in einer Stresssituation notwendigen Gaskraftwerke müssen gesichert mit Gas versorgt werden.
   c. Verfügbarkeit der KKW ist ein weiterer Baustein zur Beherrschung kritischer Situationen (siehe Analyseergebnisse).

Für alle Empfehlungen sind kurzfristig gesetzgeberische Tätigkeiten oder hoheitliches Handeln erforderlich.

Sollten all diese Maßnahmen nicht ausreichen, müssten als Ultima ratio Exporte beschränkt oder Großverbraucher kontrolliert und temporär abgeschaltet werden, um die Netzsicherheit aufrecht zu erhalten.

Empfehlungen der Übertragungsnetzbetreiber (II)

Quantifizierung der Wirkungsweisen

	Beitrag zur Lastdeckung		Beitrag zur Netzsicherheit
Transportkapazitäten (um 1 bis 2 GW*) erhöhen	./.		Beitrag zur Verringerung des Redispatch-Bedarfes: abhängig von der Netztopologie
Kurzfristige Potenziale des vertraglichen Lastmanagements heben	1,5 bis 3 GW**		standortabhängig
Reserven breiter nutzbar machen und maximale Verfügbarkeit sicher stellen	6 GW	(Netzreserve***)	./. bereits vollständig gesichert
	1,1 GW	(Kapazitätsreserve) – bereits vollständig gesichert, frühere Aktivierungsmöglichkeit sinnvoll)	standortabhängig
	0,6 GW	(besondere netztechnische Betriebsmittel)	abhängig vom Einsatzkonzept
Marktrückkehr von Kraftwerken sichern****	bis zu 6,7 GW		standortabhängig
Verfügbarkeit der Kernkraftwerke ermöglichen	3 GW 2,75 GW 2,5 GW	(Januar) (Februar) (März)	Beitrag zur Verringerung des Auslands-Redispatch-Bedarfes: 0,5 GW

* quantitative Abschätzung
** Angaben aus externen Studien (Guidehouse/ffe, r2b)
*** verbleibende Netzreserve nach Marktrückkehr
**** Es wurde eine Marktrückkehr aus Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft i.H.v. 6,7 GW als Arbeitshypothese für die Sonderanalysen unterstellt

50Hertz Transmission GmbH
Heidestraße 2
10557 Berlin
E-Mail: info@50hertz.com

Amprion GmbH
Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund
E-Mail: info@amprion.net

TenneT TSO GmbH
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth
E-Mail: info@tennet.eu

TransnetBW GmbH
Heilbronner Straße 51 – 55
70191 Stuttgart
E-Mail: info@transnetbw.de